



Universidad de Cuenca  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Eléctrica



**UNIVERSIDAD DE CUENCA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**“INGENIERÍA DE DISEÑO PARA LA UTILIZACIÓN DE LOS RELÉS  
MULTIFUNCIÓN DE LA CENTRAL MAZAR EN LAS UNIDADES DE LA  
CENTRAL MOLINO PERTENECIENTES A CELEC EP. HIDROPAUTE”**

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

**AUTORES:**

GORKY SALVADOR ARGÜELLO MARTINEZ

CRISTIAN ANDRES CARCHIPULLA SACA

**DIRECTOR:**

ING. KLEVER LEONARDO QUIZHPE HUIRACOCOA

**TUTOR:**

ING. JONATHAN FRANCISCO MARIN ROMAN

**CUENCA-ECUADOR**

**2015**



## RESUMEN

Esta tesis tiene como objetivo diseñar un módulo móvil con los relés multifunción que posee CELEC EP HIDROPAUTE en las bodegas de la central Mazar, con el fin de minimizar el tiempo fuera de servicio no programado de las unidades de la central Molino, debido a fallas en los relés de protección, de manera que éste remplace a los relés actualmente instalados, que son electromecánicos y de estado sólido, en el sistema de protecciones de la unidad en la cual surgió la falla.

Para esto, primero se realizó un trabajo de campo que consistió en levantar toda la información acerca del sistema de protecciones de la central Molino, tanto planos, equipos utilizados y calibraciones actuales de los relés de protección.

Además se estudió las características de los relés multifunción disponibles en las bodegas de la central Mazar, con el fin de seleccionar los más aptos para instalarse en el módulo móvil.

El diseño del módulo móvil se desarrolló en tres etapas; la primera etapa fue configurar y parametrizar los relés multifunción de manera que su actuación se asemeje lo más posible a los relés de electromecánicos y de estado sólido instalados actualmente; la segunda etapa fue realizar el diseño tanto eléctrico y mecánico del módulo, de manera que cumpla con todos los requerimientos técnicos para una central hidroeléctrica; en la tercera etapa se realizó el procedimiento detallado para reemplazar a los relés actualmente instalados con el módulo móvil.

Una vez finalizado el diseño, se elaboró un presupuesto y un cronograma referencial para el proceso de construcción.

Para corroborar que las calibraciones de las diferentes funciones de protección de respaldo se asemejan al funcionamiento actual del sistema de protecciones se realizaron pruebas de inyección de señales en los relés multifunción.

**Palabras claves:** RELÉS MULTIFUNCIÓN, IED'S RELÉS DE ESTADO SÓLIDO, RELÉS ELECTROMECAÑICOS, CENTRAL MOLINO, RESPALDO DE SISTEMA DE PROTECCIONES.



## ABSTRACT

This thesis aims to design a mobile module with the multifunction relays, which CELEC EP HIDROPAUTE have stored in the cellars of the Mazar plant. It will minimize unscheduled downtime of the units of the Molino plant, due to a failure in protection relays, which are electromechanical and solid state, so that it replaces the relays currently installed in the system protection unit where failure has happened.

First, we did a fieldwork, it consists to obtain all information about protections system of the Molino plant both planes, equipment installed and current protection relays' calibrations.

Furthermore, we investigated the characteristics of the multifunction relays available in cellars of the Mazar plant, in order to select the most suitable for installation in mobile module.

The design of the mobile module was developed in three stages; the first one was set multifunction relay so that its operation is as close as possible to the electromechanical relays and solid state currently installed. The second one was performing both electrical and mechanical design of the module, so that it meets all technical requirements for a hydroelectric plant. In the third stage, the procedure to replace the currently installed relays with mobile module with multifunction relays was made.

Then we made a referential budget and timeline of the construction process.

Finally, we made injection signals tests on multifunction relays in order to corroborate that the calibrations of different backup protection functions are similar to the current operating system protections.

**Keywords:** MULTIFUNCTION RELAYS, SOLID STATE RELAYS IEDS, ELECTROMECHANICAL RELAYS, CENTRAL MOLINO, BACKUP PROTECTION SYSTEM.



## TABLA DE CONTENIDO

<b>Capítulo 1 : INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>27</b>
1.1. ANTECEDENTES, JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE .....	27
1.1.1. Antecedentes.....	27
1.1.2. Justificación.....	27
1.1.3. Alcance.....	29
1.1.4. Objetivos .....	29
1.1.4.1. Objetivo General .....	29
1.1.4.2. Objetivos Específicos .....	29
1.2. SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS .....	29
1.2.1. Disturbios en un SEP .....	30
1.2.1.1. Cortocircuitos .....	30
1.2.1.2. Sobrecargas .....	31
1.2.1.3. Sobrecorrientes.....	31
1.2.1.4. Sobretensiones .....	31
1.2.1.5. Oscilaciones .....	31
1.2.1.6. Desbalances.....	32
1.2.2. Zonas y Niveles de Protección.....	32
1.2.2.1. Protección Primaria o Principal .....	32
1.2.2.2. Protección de Respaldo .....	33
1.2.2.3. Filosofía de las Protecciones Eléctricas .....	34
1.2.3. Características de los Sistemas de Protecciones Eléctricas .....	34
1.2.3.1. Sensibilidad .....	35
1.2.3.2. Selectividad .....	35
1.2.3.3. Velocidad .....	35
1.2.3.4. Confiabilidad.....	35
1.2.3.5. Simplicidad .....	35
1.2.3.6. Economía.....	35
1.3. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES.....	36
1.3.1. Elementos de Entrada .....	36
1.3.1.1. Transformadores de Corriente (TC).....	37
1.3.1.2. Transformadores de Potencial (TP).....	38
1.3.2. Relés de Protección .....	38
1.3.2.1. Clasificación de los Relés según su Principio de Funcionamiento .....	39
1.3.2.1.1. Relés Electromecánicos .....	39
1.3.2.1.2. Relés de Estado Sólido.....	39
1.3.2.1.3. Relés IED's (Intelligent Electronic Device) .....	40
1.3.2.2. Clasificación de los Relés Según su Tipo de Operación .....	40
1.3.2.2.1. Relés de Sobrecorriente o Sobretensión .....	40
1.3.2.2.2. Relés Direccionales.....	41
1.3.2.2.3. Relés de Distancia.....	41
1.3.2.2.4. Relés Diferenciales.....	42
1.3.3. Elementos Accionados .....	44
1.3.4. Disyuntores .....	44
1.3.5. Fuente Auxiliar de Tensión.....	44



1.4.	PROTECCIÓN DEL GRUPO GENERADOR-TRANSFORMADOR .....	44
1.4.1.	Protecciones del Generador.....	44
1.4.1.1.	Anormalidades que se presentan en generadores.....	45
1.4.1.2.	Protección de fallas de fases en el Generador .....	45
1.4.1.2.1.	Protección Diferencial (87) .....	46
1.4.1.3.	Protección de Fallas a Tierra en el Devanado del Estator .....	49
1.4.1.3.1.	Métodos de protección del estator con baja impedancia .....	50
1.4.1.3.1.1.	Protección Diferencial a Tierra (87GN).....	50
1.4.1.3.2.	Métodos de Protección del Estator con Alta Impedancia.....	51
1.4.1.3.2.1.	Protección para Fallas en el 95% del Estator (59GN y 51GN).....	51
1.4.1.3.2.2.	Protección para Fallas en el 100% del Estator (27H).....	52
1.4.1.4.	Protección de Fallas entre Espiras de un mismo devanado del Estator.....	54
1.4.1.5.	Protección de Fallas en el Campo .....	55
1.4.1.5.1.	Detección de falla a tierra en el rotor usando una fuente de CD.....	56
1.4.1.5.2.	Detección de falla a tierra en el rotor usando un divisor de tensión.....	56
1.4.1.6.	Protección de desbalance de carga o de corrientes de secuencia negativa (46G) .....	57
1.4.1.7.	Protección de frecuencia anormal (81O/81U).....	59
1.4.1.8.	Protección contra pérdida de Campo (40) .....	61
1.4.1.9.	Protección contra pérdida de sincronismo (78) .....	63
1.4.1.10.	Protección contra energización inadvertida (50/27) .....	64
1.4.1.11.	Protección contra motorización (32) .....	66
1.4.1.12.	Protección contra Sobretenión y Baja tensión (59/27).....	67
1.4.1.13.	Protección contra desbalance de tensión (60).....	68
1.4.1.14.	Protección contra sobreexcitación (24) .....	69
1.4.1.15.	Protección contra falla del interruptor (50BF) .....	70
1.4.2.	Protección de Transformadores.....	71
1.4.2.1.	Protección diferencial (87T).....	71
1.4.2.2.	Protección Sobrecorriente (50/51) .....	73
1.4.2.3.	Protección Sobrecorriente a Tierra (50/51N) .....	74
1.4.2.4.	Válvula de sobrepresión (SPR) .....	75
1.4.2.5.	Relé de acumulación de gas o Buchholz .....	75
1.4.2.6.	Detectores de temperatura .....	76
1.4.2.7.	Relé de imagen térmica .....	76
1.5.	CONFIABILIDAD DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES.....	76
1.5.1.	Tipos de errores en los sistemas de protecciones.....	77
1.5.1.1.	Operaciones incorrectas .....	77
1.5.1.2.	Fallas de Operación.....	77
1.5.2.	Modos de Fallo en Relés Electromecánicos y de Estado sólido .....	78
1.5.2.1.	Desgaste de Contactos en los Relés Electromecánicos .....	78
1.5.2.2.	Fallos en los Bobinados de los Relés Electromecánicos.....	79
1.5.2.3.	El "Desgaste" del Optoacoplador en los Relés de Estado Sólido.....	80
1.6.	BIBLIOGRAFIA DEL CAPITULO 1 .....	80
<b>Capítulo 2 : ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL MOLINO.....</b>		<b>81</b>



2.1.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CENTRAL MOLINO	81
2.1.1.	Unidad de Generación	81
2.1.2.	Transformadores	82
2.1.3.	Servicios Auxiliares	83
2.1.3.1.	Servicios Auxiliares de Corriente Alterna de la Central	83
2.1.3.2.	Servicios Auxiliares en Corriente Continua de la Central	84
2.2.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL MOLINO	84
2.2.1.	Equipos del Sistema de Protección	87
2.2.1.1.	Elementos de Entrada	87
2.2.1.2.	Relés de Protección	89
2.2.1.3.	Elementos Accionados	90
2.2.1.4.	Disyuntores	92
2.2.1.5.	Fuente Auxiliar de Tensión	92
2.2.2.	Lógica de Disparo del Sistema Protecciones	92
2.2.3.	Parámetros de calibración	95
2.3.	COMPARACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES CON LA NORMA “IEEE Std C37.102-2005”	98
2.4.	BIBLIOGRAFIA DEL CAPITULO 2	100
<b>Capítulo 3 : ESTUDIO DE LOS RELÉS DE LA CENTRAL MAZAR</b>		<b>101</b>
3.1.	IED’S EN SISTEMAS DE PROTECCIONES	101
3.1.1.	Arquitectura de los Relés IED	101
3.1.1.1.	Subsistema de condicionamiento de señales. (Transductores/ Módulo de interfaces/ Filtro Pasa Bajo)	102
3.1.1.2.	Subsistema de conversión. (Sample and hold / Multiplexor/ Conversor A/D)	102
3.1.1.3.	Subsistema de procesamiento digital de señal.	103
3.2.	RELÉS MULTIFUNCIÓN DE LA CENTRAL MAZAR	104
3.3.	RELÉ SIEMENS SIPROTEC 7UM622	106
3.3.1.	Características técnicas	106
3.3.1.1.	Entradas Analógicas	107
3.3.1.2.	Entradas y Salidas Binarias	107
3.3.1.3.	Interfaces de Comunicación	108
3.3.1.3.1.	Interfaz de Maniobra	108
3.3.1.3.2.	Interfaz de Servicio	108
3.3.1.3.3.	Interfaz de Sistema	108
3.3.1.3.4.	Interfaz de Sincronización de Tiempo	108
3.3.2.	Funciones de protección	109
3.4.	RELÉS SIEMENS SIPROTEC 7UT635	113
3.4.1.	Características Técnicas	113
3.4.1.1.	Microprocesador	115
3.4.1.2.	Entradas Analógicas	116
3.4.1.3.	Interfaces de Comunicación	116
3.4.2.	Funciones de Protección	116



3.5.	SOFTWARE DE CONFIGURACIÓN (DIGSI 4).	118
3.5.1.	Gestión de Proyectos y Equipos.	118
3.5.2.	Configurar y parametrizar un equipo.	119
3.5.3.	Visualizar y Registrar Condiciones de Servicio.	122
3.5.3.1.	Avisos.	122
3.5.3.2.	Valores de medida y calculados.	122
3.5.3.3.	Datos de los valores de falla.	122
3.5.4.	Establecer la comunicación con el equipo.	122
3.5.4.1.	Direcciones.	123
3.5.4.2.	Modos de funcionamiento.	124
3.5.4.2.1.	Modo offline.	124
3.5.4.2.2.	Modo online.	125
3.6.	BIBLIOGRAFIA DEL CAPITULO 3	125
<b>Capítulo 4 : MÓDULO MÓVIL DEL RELÉ MULTIFUNCIÓN</b>		<b>126</b>
4.2.	CONFIGURACIÓN DE DATOS GENERALES EN DIGSI 4.	126
4.2.1.	Crear Nuevo Proyecto	126
4.2.2.	Agregar el Dispositivo	127
4.2.3.	Conexión al Dispositivo	128
4.2.4.	Datos del Sistema de Potencia	129
4.2.4.1.	Datos del Sistema de Potencia para el Relé 7UM622.	130
4.2.4.1.1.	Sistema de Potencia (Power System)	130
4.2.4.1.2.	Generador/Motor (Generator/Motor)	131
4.2.4.1.3.	Transformadores de Corriente (CT's)	131
4.2.4.1.4.	Transformadores de Potencial (VT's)	132
4.2.4.1.5.	Interruptor (Breaker)	133
4.2.4.1.6.	Transductores (Transducer)	133
4.2.4.2.	Datos del Sistema de Potencia para el Relé 7UT635.	134
4.2.4.2.1.	Número de TC's (CT Numbers)	134
4.2.4.2.2.	Asignación de TC's (CT Assign)	134
4.2.4.2.3.	Sistema de potencia (Power System)	135
4.2.4.2.4.	Transformador (Transf)	135
4.2.4.2.5.	Punto de medición no asignado (NotAssigMeasLoc)	136
4.2.4.2.6.	Funciones de Protección (Funct.)	136
4.2.4.2.7.	Transformadores de Corriente (CT's)	137
4.2.4.2.8.	Circuito del Interruptor (CB)	137
4.2.5.	Configuración General del Dispositivo	138
4.2.6.	Sincronización de Tiempo	138
4.2.7.	Lenguaje	139
4.3.	CONFIGURACION DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE RESPALDO PARA LA FASE A-B.	139
4.3.1.	Equivalencia de funciones protección con relés multifunción 7UM622 y 7UT635.	140
4.3.1.1.	Habilitación de la funciones de protección.	141
4.3.2.	Configuración de las funciones de protección de la fase A-B en DIGSI 4.	141
4.3.2.1.	Función de protección 51 GMV	141
4.3.2.1.1.	Criterios de calibración de la función 51 GMV.	142





4.3.2.1.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 51 GMV. ....	142
4.3.2.1.3.	Parámetros de calibración de la función 51V. ....	143
4.3.2.2.	Función de protección 40G. ....	144
4.3.2.2.1.	Criterios de calibración de la función 40G. ....	144
4.3.2.2.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 40G. ....	144
4.3.2.2.3.	Parámetros de calibración de la función 40. ....	147
4.3.2.3.	Función de protección 46G. ....	147
4.3.2.3.1.	Criterios de calibración de la función 46G. ....	147
4.3.2.3.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 46G. ....	147
4.3.2.3.3.	Parámetros de Calibración de la función 46. ....	150
4.3.2.4.	Función de protección 64GMN. ....	150
4.3.2.4.1.	Criterios de calibración de la función 64GMN. ....	150
4.3.2.4.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 64GMN. ....	151
4.3.2.4.3.	Parámetros de calibración de la función 59N/67GN. ....	152
4.3.2.5.	Función de protección 27G. ....	152
4.3.2.5.1.	Criterios de calibración de la función 27G. ....	152
4.3.2.5.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 27G. ....	152
4.3.2.5.3.	Parámetros de calibración de la función 27G. ....	153
4.3.2.6.	Función de protección 59G. ....	154
4.3.2.6.1.	Criterios de calibración de la función 59G. ....	154
4.3.2.6.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 59G. ....	154
4.3.2.6.3.	Parámetros de calibración de la función 59. ....	155
4.3.2.7.	Función de protección 81U/O. ....	156
4.3.2.7.1.	Criterios de calibración de la función 81U/O. ....	156
4.3.2.7.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 81U/O. ....	156
4.3.2.7.3.	Parámetros de calibración de la función 81U/O. ....	156
4.3.2.8.	Función de protección 87GM. ....	157
4.3.2.8.1.	Criterios de calibración de la función 87GM. ....	157
4.3.2.8.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 87GM. ....	157
4.3.2.8.3.	Parámetros de calibración de la función 87. ....	161
4.3.2.9.	Función de protección 87GT. ....	161
4.3.2.9.1.	Criterios de calibración de la función 87GT. ....	161
4.3.2.9.2.	Calculo de valores de calibración de la función 87GT. ....	162
4.3.2.9.3.	Parámetros de calibración de la función 87. ....	166
4.3.2.10.	Función de protección 51TMN. ....	167
4.3.2.10.1.	Criterios de calibración de la función 51TMN. ....	167
4.3.2.10.2.	Calculo de valores de calibración. ....	167
4.3.2.10.3.	Parámetros de calibración de la función 50G/51G. ....	170
4.3.2.11.	Función de protección 51 CL. ....	170
4.3.2.11.1.	Criterios de calibración de la función 51 CL. ....	170
4.3.2.11.2.	Calculo de valores de calibración de la función 51 CL. ....	171
4.3.2.11.3.	Parámetros de Calibración de la función 50/51. ....	172
4.3.	CONFIGURACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE RESPALDO PARA LA FASE C. ....	173
4.3.1.	Equivalencia de funciones protección con relés multifunción 7UM622 y 7UT635. 173	
4.3.1.1.	Habilitación de la funciones de protección. ....	174
4.3.2.	Configuración de las funciones de protección de la fase C en DIGSI 4. ....	175





4.3.2.1.	Función de protección 49G.....	175
4.3.2.1.1.	Criterios de calibración de la función 49G. ....	175
4.3.2.1.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 49G. ....	175
4.3.2.1.3.	Parámetros de Calibración de la función 51V. ....	178
4.3.2.2.	Función de Protección 21G .....	178
4.3.2.2.1.	Criterios de calibración de la función 21G. ....	178
4.3.2.2.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 21G. ....	178
4.3.2.2.3.	Parámetros de Calibración de la función 21.....	179
4.3.2.3.	Función de Protección 46G. ....	180
4.3.2.3.1.	Criterios de calibración de la función 46G. ....	180
4.3.2.3.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 46G. ....	180
4.3.2.3.3.	Parámetros de Calibración de la función 46.....	181
4.3.2.4.	Función de Protección 40G. ....	181
4.3.2.4.1.	Criterios de calibración de la función 40G. ....	181
4.3.2.4.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 40G. ....	181
4.3.2.4.3.	Parámetros de calibración de la función 40.....	184
4.3.2.5.	Función de protección 64G1.....	184
4.3.2.5.1.	Criterios de calibración de la función 64G1. ....	184
4.3.2.5.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 64G1.....	184
4.3.2.5.3.	Parámetros de calibración de la función 59N/67GN.....	185
4.3.2.6.	Función de protección 64G2.....	185
4.3.2.6.1.	Criterios de calibración de la función 64G2. ....	185
4.3.2.6.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 64G2.....	185
4.3.2.6.3.	Parámetros de calibración de la función 27TN/59TN. ....	185
4.3.2.7.	Funciones de protección 59G1 y 59G2. ....	186
4.3.2.7.1.	Criterios de calibración de las funciones 59G1 y 59G2.....	186
4.3.2.7.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 59G1 y 59G2. ....	186
4.3.2.7.3.	Parámetros de calibración de la función 59.....	187
4.3.2.8.	Funciones de protección 27G.....	187
4.3.2.8.1.	Criterios de calibración de las funciones 27G. ....	187
4.3.2.8.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 27G. ....	187
4.3.2.8.3.	Parámetros de calibración de la función 27.....	187
4.3.2.9.	Función de protección 59/81G. ....	188
4.3.2.9.1.	Criterios de calibración de la función 59/81G.....	188
4.3.2.9.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 59/81G.....	188
4.3.2.9.3.	Parámetros de calibración de la función 24.....	188
4.3.2.10.	Función de protección 87G.....	189
4.3.2.10.1.	Criterios de calibración de la función 87G. ....	189
4.3.2.10.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 87G.....	189
4.3.2.10.3.	Parámetros de calibración de la función 87.....	192
4.3.2.11.	Función de protección 64f.....	193
4.3.2.11.1.	Criterios de calibración de la función 64f. ....	193
4.3.2.11.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 64f.....	194
4.3.2.11.3.	Configuración en DIGSI 4 de la función 64f. ....	195
4.3.2.11.3.1.	Habilitación de la función. ....	195
4.3.2.11.3.2.	Configuración del transformadores de tensión (VT's).....	196
4.3.2.11.3.3.	Parámetros de calibración .....	197
4.3.2.12.	Función de Protección 49GA.....	197



4.3.2.12.1.	Criterios de calibración de la función 49GA.....	197
4.3.2.13.	Función de protección 87GT. ....	197
4.3.2.13.1.	Criterios de calibración de la función 87GT.....	197
4.3.2.13.2.	Calculo de valores de calibración de la función 87GT. ....	197
4.3.2.13.3.	Parámetros de calibración de la función 87.....	200
4.3.2.14.	Función de Protección 51 TN. ....	201
4.3.2.14.1.	Criterios de calibración de la función 51TN.....	201
4.3.2.14.2.	Calculo de valores de calibración.....	201
4.3.2.14.3.	Parámetros de calibración de la función 50G/51G. ....	202
4.3.2.15.	Función de protección 50-51 ET. ....	202
4.3.2.15.1.	Criterios de calibración de la función 50-51 ET.....	202
4.3.2.15.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 50-51 ET. ....	202
4.3.2.15.3.	Datos de planta para la habilitación de la función 50/51 ET.....	204
4.3.2.15.4.	Parámetros de calibración de la función 50/51 .....	206
4.3.2.16.	Función de protección 50-51 UT.....	206
4.3.2.16.1.	Criterios de calibración de la función 50-51 UT. ....	206
4.3.2.16.2.	Cálculo de valores de calibración de la función 50-51 UT. ....	206
4.3.2.16.3.	Datos de planta para la habilitación de la función 50-51 UT .....	207
4.3.2.16.4.	Parámetros de calibración de la función 50/51. ....	207
4.4.	CONFIGURACIÓN DE LAS ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS DE LOS RELES MULTIFUNCIÓN.....	208
4.4.1.	Configuración de las entradas y salidas binarias para las funciones de protección de la fase A-B. ....	208
4.4.2.	Configuración de las salidas binarias para las funciones de protección de la fase C. ....	209
4.5.	DISEÑO DEL MÓDULO MOVIL CON RELÉS MULTIFUNCION. ....	210
4.5.1.	Modificación de estado actual de tableros de la fase A-B de la central Molino. ....	210
4.5.2.	Modificación de estado actual de tableros de la fase C de la central Molino.....	212
4.5.3.	Criterios Eléctricos de Diseño.....	214
4.5.4.	Criterios Mecánicos de Diseño. ....	215
4.5.5.	Cronograma. ....	220
4.5.6.	Costo. ....	220
4.6.	PROCEDIMIENTO DE DESCONEXIÓN Y CONEXIÓN PARA EL USO DEL BANCO MÓVIL CON RELÉS MULTIFUNCIÓN. ....	221
4.6.1.	Procedimiento para cargar archivos en los relés multifunción Siemens. ....	221
4.6.2.	Procedimiento de desconexión de los relés de protección de las unidades de la fase A-B. ....	223
4.6.3.	Procedimiento de conexión del banco móvil con relés multifunción al sistema de protecciones de las unidades de la fase A-B. ....	226
4.6.4.	Procedimiento de desconexión de los relés de protección de las unidades de la fase C. ....	228
4.6.5.	Procedimiento de conexión del banco móvil con relés multifunción al sistema de protecciones de las unidades de la fase C.....	230
4.7.	BIBLIOGRAFIA DEL CAPITULO 4 .....	233
<b>Capítulo 5 : PRUEBAS DE AJUSTE Y ACTUACIÓN. ....</b>		<b>234</b>
5.1.	EQUIPO MEGGER MPRT .....	234



5.2.	SOFTWARE AVTS.....	235
5.2.1.	Control de Rampa .....	235
5.2.2.	Control de Vectores .....	236
5.3.	PRUEBAS DE INYECCIÓN DE SEÑALES.....	237
5.3.1.	Conexiones y resultados de pruebas de las funciones de protección.....	237
5.3.1.1.	Función de protección 51V del relé multifunción 7UM622. ....	237
5.3.1.2.	Funciones de protección 59 y 27 del relé multifunción 7UM622. ....	240
5.3.1.3.	Función de protección 46 del relé multifunción 7UM622.....	242
5.3.1.4.	Función de protección 21 del relé multifunción 7UM622.....	243
5.3.1.5.	Función de protección 40 del relé multifunción 7UM622.....	244
5.3.1.6.	Función de protección 81 del relé multifunción 7UM622.....	244
5.3.1.7.	Función de protección 24 del relé multifunción 7UM622.....	245
5.3.1.8.	Función de protección 59/67 del relé multifunción 7UM622.....	245
5.3.1.9.	Función de protección 87G/87T del relé multifunción 7UM622. ....	247
5.3.1.10.	Función de protección 50/51 del relé multifunción 7UT635. ....	248
5.3.1.11.	Función de protección 50G/51G del relé multifunción 7UT635. ....	252
5.3.1.12.	Función de protección 87 del relé multifunción 7UT635.....	254
<b>Capítulo 6 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>		<b>256</b>
6.1.	CONCLUSIONES.....	256
6.2.	RECOMENDACIONES.....	259
<b>Anexos.....</b>		<b>261</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Zonas de protección primaria en un SEP.....	34
Figura 1.2. Componentes de un sistema de protecciones. ....	36
Figura 1.3. Funcionamiento del relé direccional.....	41
Figura 1.4. Funcionamiento del relé de distancia.....	42
Figura 1.5. Actuación del relé de distancia.....	42
Figura 1.6. Protección diferencial.....	43
Figura 1.7. Relé diferencial porcentual.....	43
Figura 1.8. Protección diferencial (87).....	47
Figura 1.9. Conexión de un relé diferencial porcentual en un generador.....	48
Figura 1.10. Característica de un relé diferencial porcentual.....	49
Figura 1.11. Esquema diferencia a tierra (87GN).....	50
Figura 1.12. Protección para fallas en el estator (59GN y 51GN). ....	51
Figura 1.13. Niveles de armónicos en distintas condiciones de operación para: a) Operación normal, b) Falla en el neutro y c) Falla en terminales.....	53
Figura 1.14. Esquema de protección para falla a tierra de bajo tensión de tercer armónico.....	54
Figura 1.15. Esquema de protección para falla entre espiras de un bobinado de dos devanados. ....	55
Figura 1.16. Esquema de protección para falla a tierra del circuito de campo utilizando una fuente de C.D. ....	56
Figura 1.17. Esquema de protección para falla a tierra del circuito de campo utilizando un divisor de tensión. ....	57
Figura 1.18. Corrientes inducidas en el rotor.....	58
Figura 1.19. Protección de secuencia negativa (46G).....	59
Figura 1.20. Límites de operación típicos de turbinas a vapor. ....	61
Figura 1.21. Protección de frecuencia anormal (81O/81U). ....	61
Figura 1.22. Característica de la pérdida de campo del generador.....	62
Figura 1.23. Característica de los relés Mho para la detección de la pérdida de campo. ....	63
Figura 1.24. Conexión del relé de distancia 78 en un SEP. ....	64
Figura 1.25. Calibración de un relé de distancia tipo Mho para detectar oscilaciones por pérdida de sincronismo. ....	64
Figura 1.26. Esquema de protección (50/27) y su circuito de control.....	66
Figura 1.27. Protección contra motorización (32).....	67
Figura 1.28. Protección contra sobretensión (59) y baja tensión (27). ....	68
Figura 1.29. Esquema de protección contra desbalance de tensión (60).....	69
Figura 1.30. Curva del límite para la operación de V/Hz para un generador.....	70
Figura 1.31. Protección contra sobreexcitación 24.....	70
Figura 1.32. Protección diferencial 87T.....	73
Figura 1.33. Esquema de protección contra sobrecorrientes (50/51).....	74
Figura 1.34. Conexión de la protección de sobrecorriente a tierra (50/51N). ....	75
Figura 1.35. Estructura interna de un relé Buchholz. ....	76
Figura 2.1. Panel de alarmas de la fase A-B.....	91
Figura 2.2. Panel de alarmas fase C.....	91
Figura 2.3. Protección típica para generadores grandes y de gran importancia según la norma IEEE. ....	99
Figura 3.1. Arquitectura de un relé IED.....	101
Figura 3.2. Arreglo sample and hold/multiplexado/convertidor A/D.....	103
Figura 3.3. Estructura del relé Siemens 7UM622.....	109
Figura 3.4. Estructura del relé Siemens 7UT613.....	115
Figura 3.5. Jerarquía en DIGSI 4.....	119



Figura 3.6. Ejemplo de configuración de comunicaciones .....	123
Figura 4.1. New Project en DIGSI. ....	127
Figura 4.2. Agregar un nuevo dispositivo en DIGSI 4. ....	127
Figura 4.3. Código MLFB del relé 7UM622. ....	128
Figura 4.4. Código MLFB del relé 7UT635. ....	128
Figura 4.5. Open Device en DIGSI. ....	129
Figura 4.6. Ventana de configuración del dispositivo 7UM622 en DIGSI. ....	129
Figura 4.7. Ventana de configuración de los datos del sistema de potencia en DIGSI del relé 7UM622. ....	130
Figura 4.8. Datos del sistema de potencia en DIGSI del relé 7UM622. ....	131
Figura 4.9. Datos del Generador tanto de la fase C como de la fase A-B respectivamente. ....	131
Figura 4.10. Datos de los transformadores de corriente para el relé 7UM622. ....	132
Figura 4.11. Datos de los transformadores de potencial en DIGSI. ....	133
Figura 4.12. Datos para el Breaker que se ingresan en DIGSI. ....	133
Figura 4.13. Datos de los transductores que se ingresan en DIGSI. ....	134
Figura 4.14. Número de TC's a ingresar en DIGSI para la fase A-B y fase C respectivamente. ....	134
Figura 4.15. Asignación de TC's a ingresar en DIGSI. ....	135
Figura 4.16. Datos del sistema de potencia en DIGSI para el relé 7UT635. ....	135
Figura 4.17. Datos del transformador de potencia para el relé 7UT635 de la fase A-B y de la fase C respectivamente. ....	136
Figura 4.18. Datos de la corriente primaria en el TC 7C de la fase A-B para el relé 7UT635. ....	136
Figura 4.19. Asignación de funciones de la fase A-B y fase C para el relé 7UT635. ....	137
Figura 4.20. Datos de los transformadores de corriente para el relé 7UT635. ....	137
Figura 4.21. Datos del circuito del interruptor para el relé 7UT635. ....	138
Figura 4.22. Configuración de "General Device Settings" ....	138
Figura 4.23. Configuración de "Time Synchronization" ....	139
Figura 4.24. Selección de idioma ....	139
Figura 4.25. Habilitación de las funciones de protección para el relé 7UM622 y 7UT613 respectivamente. ....	141
Figura 4.26. Curva de actuación del relé de sobrecorriente de tiempo Inverso con control de tensión COV 6. ....	142
Figura 4.27. Curva de actuación definida de tiempo Inverso del relé 7UM622 de la norma ANSI. ....	143
Figura 4.28. Curva de capacidad de los generadores de la fase A-B y las características para la configuración de la protección de Subexcitación. ....	146
Figura 4.29. Ajuste de la protección de Subexcitación. ....	146
Figura 4.30. Campo de disparo de la protección de carga desequilibrada 7UM622 ....	148
Figura 4.31. Curva de actuación del Relé de Secuencia negativa COQ. ....	149
Figura 4.32. Calibración del DIAL vs K del relé de secuencia negativa COQ. ....	149
Figura 4.33. Curva de actuación del relé de sobretensión de tiempo inverso CV8. ....	151
Figura 4.34. Curva de actuación del relé de sobrevoltaje CV5. ....	153
Figura 4.35. Curva de actuación del relé de sobretensión CV5. ....	155
Figura 4.36. Valores mínimos de operación del relé de diferencial porcentual HAG-2-D. ....	157
Figura 4.37. Característica de tiempo típica del relé de diferencial porcentual HAG-2-D. ....	159
Figura 4.38. Curva característica del relé diferencial porcentual HAG-2-D. ....	159
Figura 4.39. Característica de actuación de la función diferencial para generadores del relé 7UM622. ....	160
Figura 4.40. Característica de actuación de la función diferencial para transformadores del relé 7UT635. ....	163
Figura 4.41. Curva característica del relé de diferencial porcentual HUB-2. ....	164





Figura 4.42. Curva característica del relé de diferencial porcentual HUB-2. ....	165
Figura 4.43. Porcentaje de la componente del segundo armónico del relé diferencial porcentual HUB-2. ....	166
Figura 4.44. Curva de actuación del relé de sobrecorriente de tiempo Inverso CO8. ....	168
Figura 4.45. Curva de actuación Muy Inversa del relé 7UT635 de la norma ANSI. ....	169
Figura 4.46. Curva de actuación del relé de sobre corriente de tiempo inverso CO8. ....	171
Figura 4.47. Curva de actuación inversa alta del relé 7UT635 de la norma ANSI.....	172
Figura 4.48. Habilitación de las funciones de protección. ....	175
Figura 4.49. Curva característica del relé de sobrecarga TGX-105. ....	176
Figura 4.50. Curva de actuación extremadamente inversa del relé 7UM622 de la norma ANSI. ....	176
Figura 4.51. Característica de actuación ideal del relé 49G vs característica de actuación ajustada en el relé SIEMENS 7UM622. ....	177
Figura 4.52. Curva de capacidad de los generadores de la fase C y las características para la configuración de la protección de subexcitación. ....	183
Figura 4.53. Tiempos de actuación del relé diferencial porcentual DT-92.....	190
Figura 4.54. Característica de operación del relé diferencial porcentual DT-92.....	191
Figura 4.55. Circuito de conexión del relé 7UM622 para la protección de falla a tierra del rotor. ....	194
Figura 4.56. Device Configuration para la función de protección 64f. ....	196
Figura 4.57. Configuración de los VT's para la función de protección 64f.....	196
Figura 4.58. Características de actuación del relé de estado sólido ABB IC91-3 .....	203
Figura 4.59. Características de actuación de la protección de tiempo inversa del relé SIEMENS 7UT635. ....	204
Figura 4.60. Número de TC's en la configuración de la protección 50-51 ET. ....	204
Figura 4.61. Puntos de medición no asignados en la configuración de la protección 50-51 ET. ....	205
Figura 4.62. Asignación de funciones en la configuración de la protección 50-51 ET.....	205
Figura 4.63. Datos de los TC's en la configuración de la protección 50-51 ET. ....	205
Figura 4.64. Datos de los TC's en la configuración de la protección 50-51 UT.....	207
Figura 4.65. Matriz de configuración del relé 7UM622 para la fase A-B. ....	209
Figura 4.66. Matriz de configuración del relé 7UT635 para la fase A-B. ....	209
Figura 4.67. Matriz de configuración del relé 7UM622 para la fase C.....	210
Figura 4.68. Matriz de configuración del relé 7UT635 para la fase C.....	210
Figura 4.69. Matriz de configuración del relé 7UT635 para la fase C en caso de falla de los relés 50-51 UT o el 50-51 ET.....	210
Figura 4.70. Bornera X8 actual.....	211
Figura 4.71. Esquema eléctrico del banco móvil con relés multifunción. ....	215
Figura 4.72. Grado IP de gabinetes eléctricos de acuerdo a la norma IEC60529.....	216
Figura 4.73. Vista frontal del banco móvil con relés multifunción. ....	217
Figura 4.74. Vista posterior y vista superior del banco móvil con relés multifunción .....	218
Figura 4.75. Vista posterior sin puerta y vista posterior de la puerta frontal del banco con relés multifunción. ....	218
Figura 4.76. Banco móvil con relés multifunción. ....	219
Figura 4.77. Cronograma de actividades. ....	220
Figura 4.78. Opción para enviar datos de la PC al equipo SIPROTEC.....	222
Figura 4.79. Código de acceso.....	222
Figura 4.80. Configuración de interfaces para la transmisión de datos.....	223
Figura 4.81. Conexión de la PC al equipo SIPROTEC.....	223
Figura 4.82. Cuchillas de puesta a tierra de la fase A-B. ....	224
Figura 4.83. Transformadores 740-GM-TR*.....	225



Figura 4.84. Transformador 759-GM-TR.....	226
Figura 5.1. Probador de relés MPRT Megger.....	235
Figura 5.2. Control de rampa en AVTS .....	236
Figura 5.3. Control de vectores en AVTS.....	236
Figura 5.4. Conexión de pruebas para las funciones de protección 51V, 27, 59, 24, 81, 40 y 21 .....	238
Figura 5.5. Conexión de pruebas en la central Mazar.....	238
Figura 5.6. Curva de actuación real 51V fase A-B. ....	239
Figura 5.7. Curva de actuación real de la función 51 V para la fase C.....	240
Figura 5.8. Actuación de la función 59 de la fase A-B.....	241
Figura 5.9. Actuación de la función 27 de la fase A-B.....	242
Figura 5.10. Conexión de pruebas para las funciones de protección 59/67 y 27/59. ....	246
Figura 5.11. Conexiones para la pruebas de la función de protección 87G del relé 7UM622. ....	247
Figura 5.12. Curva de actuación para la función de protección 87 G de la fase C.....	248
Figura 5.13. Conexiones para la pruebas de la función de protección 50/51 del relé 7UT635.....	249
Figura 5.14. Curva de actuación de la función 50/51 de la fase A-B.....	250
Figura 5.15. Curva de actuación de la función 50/51 para reemplazar la función 50-51 ET de la fase C.....	251
Figura 5.16. Curva de actuación de la función 50/51 para reemplazar la función 50-51 UT de la fase C.....	252
Figura 5.17. Conexiones para la pruebas de la función de protección 50G/51G del relé 7UT635. ....	252
Figura 5.18. Curva de actuación de la función 50/51 para reemplazar la función 51TMN de la fase A-B. ....	253
Figura 5.19. Conexiones para la pruebas de la función de protección 87 del relé 7UT635. ....	254





## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Corriente de ráfaga según el tipo de carga. ....	79
Tabla 2.1. Características técnicas de los generadores de la central Molino. ....	82
Tabla 2.2. Características técnicas de los transformadores de potencia de la central Molino. ...	83
Tabla 2.3. Características técnicas de los transformadores de excitación de la central Molino. ...	83
Tabla 2.4. Características técnicas de los transformadores de potencia de la central Molino. ...	83
Tabla 2.5. Funciones de protección para los generadores de la fase A-B. ....	85
Tabla 2.6. Funciones de protección para el transformador de potencia de la fase A-B. ....	85
Tabla 2.7. Funciones de protección para los transformadores de servicios auxiliares de la fase A-B. ....	85
Tabla 2.8. Funciones de protección para los transformador de excitación de la Fase A-B. ....	85
Tabla 2.9. Funciones de protección para los cables de la fase A-B. ....	86
Tabla 2.10. Funciones de protección del generador de la fase C. ....	86
Tabla 2.11. Funciones de protección del transformador de potencia de la fase C. ....	87
Tabla 2.12. Funciones de protección del transformador de servicios auxiliares de la fase C. ...	87
Tabla 2.13. Funciones de protección del transformador de excitación de la fase C. ....	87
Tabla 2.14. Funciones de protección de cables de la fase C. ....	87
Tabla 2.15. Transformadores de medición de la fase A-B. ....	88
Tabla 2.16. Transformadores de instrumento fase C. ....	89
Tabla 2.17. Relés de la fase A-B. ....	90
Tabla 2.18. Relés de estado sólido fase C. ....	90
Tabla 2.19. Datos técnicos disyuntores. ....	92
Tabla 2.20. Lógica de disparo de la fase A-B. ....	94
Tabla 2.21. Lógica de disparo de la fase C. ....	95
Tabla 2.22. Calibración actual de los relés de la fase A-B. ....	96
Tabla 2.23. Calibración actual de los relés de la fase C. ....	98
Tabla 2.24. Comparación de funciones de protección implementadas en la central con las recomendadas por la norma IEEE. ....	100
Tabla 3.1. Funciones activadas en el relé 7UM622 del tablero principal. ....	104
Tabla 3.2. Funciones activadas en el relé 7UM622 del tablero secundario. ....	105
Tabla 3.3. Funciones activadas en el relé 7UT635. ....	105
Tabla 3.4. Funciones activadas en el relé 7UT613. ....	105
Tabla 3.5. Funciones activadas en el relé 7SA611. ....	106
Tabla 3.6. Características técnicas relés 7UM62. ....	107
Tabla 3.7. Funciones de protección relés 7UM62. ....	113
Tabla 3.8. Características técnicas relés 7UT6. ....	115
Tabla 3.9. Funciones de protección relés 7UT6. ....	118
Tabla 4.1. Funciones a habilitarse en el relé 7UM622 para la fase A-B. ....	140
Tabla 4.2. Funciones a habilitarse en el relé 7UT635 para la fase A-B. ....	140
Tabla 4.3. Configuración de la función de protección 51V para fase A-B. ....	143
Tabla 4.4. Configuración de la función de protección 40 para la fase A-B. ....	147
Tabla 4.5. Configuración de la función de protección 46 para fase A-B. ....	150
Tabla 4.6. Configuración de la función de protección 59N/67GN para fase A-B. ....	152
Tabla 4.7. Configuración de la función de protección 27 para la fase A-B. ....	154
Tabla 4.8. Configuración de la función de protección 59 para la fase A-B. ....	156
Tabla 4.9. Configuración de la función de protección 81U/O para la fase A-B. ....	157
Tabla 4.10. Configuración de la función de protección 87G para la fase A-B. ....	161
Tabla 4.11. Configuración de la función de protección 87GT para la fase A-B. ....	167
Tabla 4.12. Configuración de la función de protección 50G/51G para la fase A-B. ....	170
Tabla 4.13. Configuración de la función de protección 50/51 para la fase A-B. ....	173



Tabla 4.14. Funciones a habilitarse en el relé 7UM622 para la fase C. ....	173
Tabla 4.15. Funciones a habilitarse en el relé 7UT635 para fase C.....	174
Tabla 4.16. Configuración de la función de protección 51V para la fase C. ....	178
Tabla 4.17. Configuración de la función de protección 21 para la fase C. ....	180
Tabla 4.18. Configuración de la función de protección 21 para la fase C. ....	181
Tabla 4.19. Configuración de la función de protección 40 para la fase C. ....	184
Tabla 4.20. Configuración de la función de protección 59N/67GN para la fase C.....	185
Tabla 4.21. Configuración de la función de protección 27/59TN para la fase C.....	186
Tabla 4.22. Configuración de la función de protección 59 para la fase C. ....	187
Tabla 4.23. Configuración de la función de protección 27 para la fase C. ....	188
Tabla 4.24. Configuración de la función de protección 24 para la fase C. ....	189
Tabla 4.25. Configuración de la función de protección 87G para la fase C.....	193
Tabla 4.26. Configuración de la función de protección 64f para la fase C. ....	197
Tabla 4.27. Configuración de la función de protección 87GT para la fase C. ....	201
Tabla 4.28. Configuración de la función de protección 50G/51G para la fase C.....	202
Tabla 4.29. Configuración de la función de protección 50/51 ET para la fase C.....	206
Tabla 4.30. Configuración de la función de protección 50/51 UT para la fase C.....	208
Tabla 4.31. Bornera XR8-2 para el tablero UCB/2. ....	212
Tabla 4.32. Bornera XR8-3 para el tablero UCB/3. ....	212
Tabla 4.33. Bornera XR8-1 para el tablero P1. ....	213
Tabla 4.34. Bornera XR8-2 para el tablero P2. ....	214
Tabla 4.35. Costo de la implementación del banco móvil. ....	221
Tabla 4.36. Archivos de proyectos en DIGSI 4 para los relés multifunción. ....	221
Tabla 4.37. Contenido y dirección de los proyectos en DIGSI 4 para los relés multifunción. ....	222
Tabla 4.38. Borneras a seccionar en X8. ....	224
Tabla 4.39. Señales de tensión a desconectar en los equipos del tablero UCB/2. ....	225
Tabla 4.40. Cuadro de conexión de las entradas del banco móvil para fase A-B. ....	227
Tabla 4.41. Cuadro de conexión de las salidas del banco móvil para fase A-B. ....	228
Tabla 4.42. Cuadro de conexión de la alimentación de las salida digitales del banco móvil para fase A-B. ....	228
Tabla 4.43. Borneras a seccionar en X3. ....	229
Tabla 4.44. Borneras a seccionar en XR8-1 y XR8-2 según el caso de falla. ....	230
Tabla 4.45. Señales de tensión a desconectar en los equipos de los paneles P1 y P2. ....	230
Tabla 4.46. Cuadro de conexión de las entradas del banco móvil para fase C.....	231
Tabla 4.47. Cuadro de conexión de las salidas del banco móvil para fase C. ....	232
Tabla 4.48. Cuadro de conexión de la alimentación de las salida digitales del banco móvil para fase C.....	233
Tabla 5.1. Resultados de prueba de la función 51 V para la fase A-B. ....	239
Tabla 5.2. Resultados de prueba de la función 51 V para la fase C.....	239
Tabla 5.3. Resultados de prueba de la función 59 para la fase A-B.....	240
Tabla 5.4. Resultados de prueba de la función 59 para la fase C.....	241
Tabla 5.5. Resultados de prueba de la función 27 para la fase A-B.....	241
Tabla 5.6. Resultados de prueba de la función 27 para la fase C. ....	242
Tabla 5.7. Resultados de prueba de la función 46 para la fase A-B.....	243
Tabla 5.8. Resultados de prueba de la función 46 para la fase C.....	243
Tabla 5.9. Resultados de prueba de la función 21 para la fase C.....	243
Tabla 5.10. Resultados de prueba de la función 40 para la fase A-B.....	244
Tabla 5.11. Resultados de prueba de la función 40 para la fase C.....	244
Tabla 5.12. Resultados de prueba de la función 81 para la fase A-B.....	245
Tabla 5.13. Resultados de prueba de la función 24 para la fase C.....	245
Tabla 5.14. Resultados de prueba de la función 59/67 para la fase A-B.....	246



<i>Tabla 5.15. Resultados de prueba de la función 59/67 para la fase C.....</i>	<i>246</i>
<i>Tabla 5.16. Resultados de prueba de la función 87G para la fase A-B.....</i>	<i>247</i>
<i>Tabla 5.17. Resultados de prueba de la función 87G para la fase C. ....</i>	<i>248</i>
<i>Tabla 5.18. Resultados de prueba de la función 50/51 para reemplazar la función 51 CL de la fase A-B. ....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 5.19. Resultados de prueba de la función 50/51 para reemplazar la función 50-51 ET de la fase C. ....</i>	<i>250</i>
<i>Tabla 5.20. Resultados de prueba de la función 50/51 para reemplazar la función 50-51 UT de la fase C. ....</i>	<i>251</i>
<i>Tabla 5.21. Resultados de prueba de la función 50G/51G para reemplazar la función 51 TMN de la fase A-B.....</i>	<i>253</i>
<i>Tabla 5.22. Resultados de prueba de la función 50G/51G reemplazar la función 51 TN de la fase C.....</i>	<i>254</i>
<i>Tabla 5.23. Resultados de prueba de la función 87GT de la fase A-B.....</i>	<i>255</i>
<i>Tabla 5.24. Resultados de prueba de la función 87GT de la fase C. ....</i>	<i>255</i>



Certifico que el trabajo de tesis "INGENIERÍA DE DISEÑO PARA LA UTILIZACIÓN DE LOS RELÉS MULTIFUNCIÓN DE LA CENTRAL MAZAR EN LAS UNIDADES DE LA CENTRAL MOLINO PERTENECIENTES A CELEC EP HIDROPAUTE" realizado por los señores estudiantes: GORKY SALVADOR ARGÜELLO MARTÍNEZ con C.I. 0103626834, CRISTIAN ANDRÉS CARCHIPULLA SACA con C.I. 0104963509, ha sido concluido.

Cuenca, marzo de 2015.

ING. KLEBER LEONARDO QUIZHPE HUIRACOCOA

DIRECTOR DE TESIS

ING. MARIN ROMAN JONATHAN FRANCISCO

TUTOR DE TESIS



Universidad de Cuenca  
Cláusula de Derechos de Autor

Cristian Andres Carchipulla Saca, autor de la tesis **“INGENIERÍA DE DISEÑO PARA LA UTILIZACIÓN DE LOS RELÉS MULTIFUNCIÓN DE LA CENTRAL MAZAR EN LAS UNIDADES DE LA CENTRAL MOLINO PERTENECIENTES A CELEC EP HIDROPAUTE”**, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Abril del 2015

Cristian Andres Carchipulla Saca

C.I: 010496350-9



Universidad de Cuenca  
Cláusula de Propiedad Intelectual

Cristian Andres Carchipulla Saca, autor de la tesis **“INGENIERÍA DE DISEÑO PARA LA UTILIZACIÓN DE LOS RELÉS MULTIFUNCIÓN DE LA CENTRAL MAZAR EN LAS UNIDADES DE LA CENTRAL MOLINO PERTENECIENTES A CELEC EP HIDROPAUTE”**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Abril del 2015

---

Cristian Andres Carchipulla Saca

C.I: 010496350-9



Universidad de Cuenca  
Cláusula de Derechos de Autor

Gorky Salvador Argüello Martínez, autor de la tesis **“INGENIERÍA DE DISEÑO PARA LA UTILIZACIÓN DE LOS RELÉS MULTIFUNCIÓN DE LA CENTRAL MAZAR EN LAS UNIDADES DE LA CENTRAL MOLINO PERTENECIENTES A CELEC EP HIDROPAUTE”**, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Abril del 2015

---

Gorky Salvador Argüello Martínez

C.I: 010362683-4





Universidad de Cuenca  
Cláusula de Propiedad Intelectual

Gorky Salvador Argüello Martínez, autor de la tesis **“INGENIERÍA DE DISEÑO PARA LA UTILIZACIÓN DE LOS RELÉS MULTIFUNCIÓN DE LA CENTRAL MAZAR EN LAS UNIDADES DE LA CENTRAL MOLINO PERTENECIENTES A CELEC EP HIDROPAUTE”**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Abril del 2015

---

Gorky Salvador Argüello Martínez

C.I: 010362683-4



## AGRADECIMIENTOS

A nuestro director de tesis, Ing. Klever Quizhpe, quien nos ha guiado y apoyado a lo largo de este trabajo de tesis, de igual manera al Ing. Francisco Marín, tutor de la tesis en CELEC EP Hidropaute, ya que sin su apoyo y guía no hubiera sido posible la culminación exitosa de esta tesis.

A CELEC EP. Hidropaute, quien nos dio la oportunidad de realizar este tema de tesis en sus instalaciones y siempre brindándonos todas las facilidades.

También al Ing. Juan Chaves, Ing. Juan Abad y al Ing. Francisco Martínez, quienes de una u otro forma colaboraron para la realización de la tesis.

A la Universidad de Cuenca, en especial a los docentes que compartieron sus conocimientos y experiencias con nosotros.

***Los Autores***



## AGRADECIMIENTOS

A Dios, quien me ha brindado salud a lo largo de todos estos años y me ha colmado de bendiciones.

A mis padres, ya que gracias a su esfuerzo, consejos y confianza he logrado culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A mi compañero de tesis Salvador, quien fue más que un amigo y un aporte invaluable en el desarrollo de la tesis.

A mis amigos, con los cuales compartimos tantas experiencias dentro y fuera de las aulas que hicieron que esta etapa de nuestras vidas sea un gran recuerdo.

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres Manuel y Teresa, quienes son un pilar fundamental en mi vida, ya que gracias a sus consejos, apoyo y esfuerzo he logrado alcanzar las metas que me he propuesto y los cuales les debo todo lo que soy.

A mi hermano Mateo, quien con sus travesuras y compañía hicieron de cada día más llevadero y alegre.

***Cristian Carchipulla***



## AGRADECIMIENTOS

Agradezco de manera especial a Pedro Martínez que más que un abuelo ha sido un padre para mí, me dio el regalo más grande que se le puede dar a cualquier persona que es la educación, siendo también benefactor, guía y ejemplo de mi vida.

Además agradezco a mi novia Vanessa Carrión, quien me ha dado su amor, apoyo y confianza de manera desinteresada, convirtiéndose en la persona más importante de mi vida y con quien quisiera pasar el resto de mis días.

Presentar también mi respeto y agradecimiento a mi amigo Cristian Carchipulla, a quien considero una de las personas más inteligentes que tengo el gusto de conocer, con el cual sacamos adelante este gran proyecto de tesis.

De la misma manera quisiera agradecerle a mi mascota Moises por salvarme de la soledad y Anime por sacarme de la realidad cuando más lo necesitaba.

Finalmente agradecerle a mi madre Fernanda Martínez, familia y amigos que me regalaron su apoyo a lo largo de mi vida.

## DEDICATORIA

Dedicado a la memoria de Hortensia Hidalgo.

**Salvador Argüello**



## CAPÍTULO 1 : INTRODUCCIÓN

### 1.1. ANTECEDENTES, JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE

#### 1.1.1. Antecedentes

Como señala el Plan Maestro de Electrificación del Ecuador, el objetivo de Paute Integral y de otros proyectos de este género, está dirigido a la utilización preponderante de los recursos hídricos que permitan sustituir los recursos no renovables, por fuentes renovables en la generación de energía eléctrica.

El río Paute en el sitio denominado Cola de San Pablo posee un recurso hídrico que es idóneo para la generación de energía eléctrica, en los primeros años de los sesenta se realizan gestiones con INECEL y para mayo de 1962, técnicos japoneses de la Electrical Power Co. luego del reconocimiento preliminar, confirman el recurso.

La Central Molino y la Presa "Daniel Palacios", inicia la construcción de las fases A y B en 1976, concluyéndose en 1983, que para el segundo semestre de ese año entra a la operación comercial mediante el aporte al Sistema Nacional Interconectado de 500 MW.

Para aprovechar la infraestructura existente y las instalaciones de la fase AB se decide la construcción de la fase C, iniciándose en enero de 1985. Los trabajos de la fase C fueron inaugurados el tres de noviembre de 1991, aportando 575 MW adicionales al S.N.I.

En el 2003 Hidropaute obtiene la concesión para la construcción del proyecto Paute Mazar, para lo cual se contrataron los estudios definitivos; en marzo de 2005 se inició la construcción de las obras civiles y en diciembre de 2006 se comenzó con el montaje de equipos eléctricos y mecánicos. El 31 de mayo de 2010 entró en operación y contribuye al Sistema Nacional Interconectado en promedio anual 800 GWh.

#### 1.1.2. Justificación

El objetivo de un sistema eléctrico de potencia es entregar energía en el lugar y en momento en que se requiera y en la cantidad en que esta se necesite, por esto un sistema eléctrico de potencia debe ser lo más confiable posible; así para poder cumplir con su fin en un sistema eléctrico de potencia existe el sistema de protecciones eléctricas el cual es el encargado de salvaguardar la vida de las personas así como también proteger al sistema y todos sus componentes cuando exista alguna falla tanto interna como externa, además otra función principal del sistema de protecciones es mantener al sistema eléctrico de potencia el menor tiempo posible fuera de servicio una vez que se haya detectado una falla.



Uno de los dispositivos fundamentales en los sistemas de protección son los relés de protección, ya que estos son los encargados de detectar si existe una falla o no en el sistema y dado el caso enviar señales de disparo a los elementos accionados o a los de equipos de corte y de maniobra, los relés de protección más usados en las centrales de generación son tipo electromecánico, electrónico y microprocesados (IED's).

En la central Molino de Hidropaute se tiene instalados relés de protección electromecánicos en la fase A-B, y en la fase C se tiene instalados relés de protección de estado sólido, debido a que en la época cuando estas fueron construidas eran las mejores opciones para la protección de la central. En los últimos años los avances en la tecnología han llevado al desarrollo de los relés de protección microprocesados (IED's), los cuales están sustituyendo totalmente a los relés de protección electromecánicos y de estado sólido debido a su diseño compacto y grandes funcionalidades de protección, control, monitoreo y medida.

Debido a que la central Molino es la central más grande del país ya que genera aproximadamente 30% de energía que demanda el país, es de vital importancia que la confiabilidad de la central sea muy buena, es decir que esta central no tiene que desconectarse del SNI y si esto sucediera, el tiempo en que la central esté fuera tiene que ser mínimo, esto se logra con un buen sistema de protecciones; hasta ahora el sistema de protecciones que posee la central ha respondido muy bien ante los diferentes eventos que se presentan en la red, pero debido a que los relés que se tienen instalados poseen partes móviles, estos a través de los años han sufrido desgaste mecánico, además los esfuerzos térmicos a los que estos están sometidos causan que sus diferentes partes pierdan sus características originales lo cual disminuye notablemente la confiabilidad del equipo.

Sumándole a lo ya mencionado, en la central Molino no existen repuestos de los relés electromecánicos por lo que ante alguna falla de cualquier relé este no podría ser reparado inmediatamente, lo cual implicaría dejar a la unidad involucrada fuera de servicio por un tiempo prolongado.

Una solución a este problema es usar los relés microprocesados (IED's) que se tienen en las bodegas de la central Mazar para implementar un banco móvil con dos IED's que sea capaz de sustituir al relé fallado para que la unidad afectada vuelva a funcionar en el menor tiempo posible. Esta solución es de carácter temporal hasta tanto se implemente el proyecto de modernización de estos sistemas de protección.



### 1.1.3. Alcance

Se pretende diseñar un módulo móvil con dos relés multifunción que sea capaz de suplir la función de cualquiera de los relés de protección instalados en las unidades de la central Molino tanto electromecánicos de la fase A-B como de estado sólido de la fase C.

Este tema consistirá en determinar la ingeniería que permita usar los relés multifunción almacenados en la bodega de la central Mazar para la elaboración de dicho módulo.

La ingeniería de desarrollo del módulo móvil incluirá:

- Las configuraciones con las que se debe cargar los relés multifunción.
- Las pruebas de actuación de las funciones de protección habilitadas en cada relé multifunción.
- El procedimiento que indique los pasos a seguir para retirar los relés antiguos y habilitar el módulo móvil con relés multifunción, tanto para fase A-B como para fase C.

### 1.1.4. Objetivos

#### 1.1.4.1. Objetivo General

Crear una alternativa de sustitución para los relés de protección de la Central Molino perteneciente a CELEC EP HIDROPAUTE, con el fin de disminuir los tiempos fuera de servicio de sus unidades de generación debido a fallas en los relés de protección.

#### 1.1.4.2. Objetivos Específicos

- Conocer el estado actual del sistema de protecciones de la Central Molino.
- Estudiar de los relés de la Central Mazar.
- Diseñar un módulo móvil de un relé multifunción que sea capaz de suplir las funciones de cualquiera de los relés de protección instalados en la en las unidades de la Central Molino.

## 1.2. SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS





El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es el encargado de entregar energía eléctrica en el lugar y en el momento en el que esta se requiera y en las mejores condiciones técnicas y económicas.

Ya que el SEP siempre está expuesto a disturbios que llevan a que este se aparte de su funcionamiento normal, se debe implementar un sistema de protecciones que tenga como finalidad que el SEP se mantenga el mayor tiempo posible dentro de su funcionamiento normal y además que proteja la integridad física del sistema.

Es así que dentro de los principales objetivos del sistema de protecciones esta:

- Incrementar la confiabilidad del SEP.
- Minimizar el tiempo de interrupciones.
- Disminuir los daños provocados por las fallas y perturbaciones.
- Reducir los costos de reparación.
- Evitar la propagación de las fallas.

#### **1.2.1. Disturbios en un SEP**

Por disturbios en un SEP se puede entender como cualquier condición que puede llevar al SEP a trabajar en condiciones anormales y estos por lo general se los puede clasificar de la siguiente forma:

- Falla: Es una condición anormal que impide que el SEP continúe operando y requiere una rápida actuación para contrarrestar los efectos que esta pueda causar al sistema y a sus componentes.
- Perturbación: Es un disturbio que le permite al SEP seguir operando, pero si esta no es corregida puede convertirse en una falla.

También se los puede clasificar según su desarrollo y pueden ser:

- Cortocircuitos
- Sobretensiones
- Sobrecargas
- Oscilaciones
- Desbalances y Desequilibrios

##### **1.2.1.1. Cortocircuitos**

Los cortocircuitos se los puede definir como la pérdida de aislamiento entre dos partes o elementos entre los cuales existe una diferencia de potencial. Su principal causa es el deterioro del aislamiento y los efectos que causan son sobrecorrientes, colapso de la tensión parcial o total y aparición de corrientes de secuencia negativa y cero (Fallas asimétricas).



Normalmente en el desarrollo de los cortocircuitos se pueden definir tres etapas:

1. Subtransitoria: Esta etapa dura entre 6 y 8 ms, es el momento más crítico del cortocircuito ya que aquí se presenta las magnitudes más altas del cortocircuito.
2. Transitoria: Esta etapa abarca el siguiente periodo entre los 200 y 500 ms, por lo general en esta etapa las protecciones operan.
3. Permanente: En esta etapa el valor de la corriente de cortocircuito es la de menor magnitud, pero sí se alcanzaría este estado de desarrollo los efectos son muy severos y se puede decir con mucha certeza que habría daños en la estructura del SEP.

#### **1.2.1.2. Sobrecargas**

Una sobrecarga se puede definir como una corriente la cual tiene una magnitud mayor a su valor nominal ( $I > I_{\text{nominal}}$ ), pero con valores de tensión muy cercanos a sus valores nominales. Sus causas suelen ser cortocircuitos cercanos que no han sido despejados, consumo excesivo de la carga o la eliminación temporal de circuitos en paralelo y su principal efecto es el sobrecalentamiento.

#### **1.2.1.3. Sobrecorrientes**

Son corrientes de un valor muy elevado, las cuales pueden ser el producto de cortocircuitos y sobrecargas, su principal diferencia son los valores que pueden llegar a alcanzar y su forma de onda. Normalmente se pueden llegar alcanzar valores iniciales de hasta 15 y 20 veces corriente nominal. Las principales consecuencias en el SEP son esfuerzos térmicos, esfuerzos dinámicos, colapso total o parcial de la tensión y disminución de la capacidad de conducción.

#### **1.2.1.4. Sobretensiones**

Las sobretensiones son abruptos crecimientos de la tensión y estos se pueden dar por la superposición de impulsos. Sus causas pueden ser debido a descargas atmosféricas sean estas directas o cercanas y también se pueden dar debido a las maniobras que se realizan en el SEP. Los efectos que causan las sobretensiones es básicamente la perforación del aislamiento temporal o definitivo, es posible que este proceso se amplifique y que pueda causar daños mayores.

#### **1.2.1.5. Oscilaciones**

Estos pueden ser de dos tipos:



- **Oscilaciones frecuencia**

Es cuando la frecuencia comienza a oscilar entre su valor nominal, esto suele ser debido a una pobre respuesta del regulador de velocidad en las centrales eléctricas y también se puede dar debido a grandes y repentinas variaciones de la carga. Esta oscilación de frecuencia puede causar una variación en el flujo de potencia activa y puede aumentar la probabilidad de pérdidas de estabilidad del SEP.

- **Oscilaciones de Tensión**

Al igual que las oscilaciones de frecuencia es cuando el valor de tensión oscila alrededor de su valor nominal, estas se dan debido al desbalance del sistema de control de excitación de los generadores o también se deben a las pérdidas de compensación de potencia reactiva en el SEP. Estos disturbios pueden causar variación del flujo de potencia reactiva y una posible pérdida de estabilidad de la tensión del sistema.

#### **1.2.1.6. Desbalances**

Un desbalance es cuando las corrientes en las diferentes fases del sistema no tienen la misma magnitud, esto suele darse por actuaciones de protecciones en ramales, mal diseño del sistema y rotura de conductores entre otras. Los efectos causados por los desbalances son la aparición de corrientes y tensiones de secuencia negativa y cero (si existe neutro), además de la aparición de pares contramotores en los rotores de los generadores eléctricos.

#### **1.2.2. Zonas y Niveles de Protección**

Debido a la gran importancia que tiene el sistema de protecciones dentro del SEP es vital dotarlo de un esquema que evite que cualquier falla dentro de este deje desprotegido al sistema y que pueda desencadenar una serie de eventos que lo dañen.

Para solucionar esto se debería de colocar equipos de respaldo en todos los dispositivos principales, pero esto no es económicamente viable, por lo que la mejor opción es colocar equipos de respaldo solamente en los dispositivos que tengan mayor probabilidad de fallo y que un fallo en este tenga consecuencias muy graves en el funcionamiento normal del SEP.

Es por esto que el sistema de protecciones se le suele dividir en:

- Protecciones Primarias o Principales
- Protecciones de Respaldo

##### **1.2.2.1. Protección Primaria o Principal**



La protección primaria es la “*primera línea de defensa*” [1] del sistema de protecciones y se encarga de despejar la falla en el menor tiempo posible desconectando del sistema el menor número de elementos necesarios para aislar la falla.

A las protecciones primarias se le suele dividir en zonas que cubren a cada elemento importante del sistema, todas las zonas de protección se tiene que traslapar con sus zonas adyacente para evitar que exista partes sin protección, esta superposición se debe hacer alrededor de los interruptores como se indica en la figura 1.1.

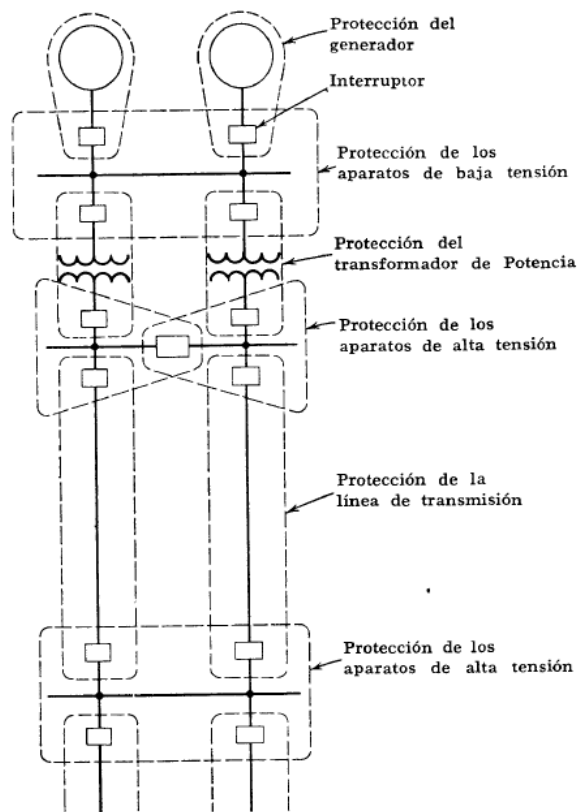
Cuando exista una falla dentro de una zona de protección se debe disparar únicamente el interruptor de dicha zona y ninguno más, a no ser que la falla haya sido en la zona de superposición de zonas adyacentes, en tal caso se pudiese disparar más interruptores de los mínimos necesarios para despejar la falla.

#### **1.2.2.2. Protección de Respaldo**

La protección de respaldo debe actuar únicamente cuando haya fallado la protección primaria, por lo tanto es imprescindible aislar a la protección de respaldo de todas las posibles causas que pueden hacer que falle la protección primaria, esto se puede realizar “*si los relés de respaldo están ubicados de tal manera que no empleen o controlen cualquier cosa en común con los relés primarios que vayan a ser respaldados*” [1].

Debido a que esta protección actúa en caso que falle la protección primaria el tiempo de actuación de esta tiene que ser mayor al tiempo de actuación de la protección primaria.

La protección respaldo puede actuar como protección primaria en el caso que esta esté fuera de servicio o en mantenimiento.



**Figura 1.1. Zonas de protección primaria en un SEP.**

Fuente: The Art and Science of Protective Relaying. Russell Mason C.

### 1.2.2.3. Filosofía de las Protecciones Eléctricas

Para lograr una efectiva y confiable operación del sistema de protecciones se tiene que seguir cierta lógica que se detalla a continuación:

1. *Al ocurrir una falla en una zona de protección deben operar todos los interruptores de dicha zona.*
2. *Al ocurrir una falla en una zona de superposición deben operar todos los interruptores de ambas zonas.*
3. *La protección de respaldo debe encontrarse en una estación diferente o distante.*
4. *En todo caso se considera un solo respaldo, es decir el respaldo siempre operará oportunamente para respaldar la protección primaria que fallo. [2]*

### 1.2.3. Características de los Sistemas de Protecciones Eléctricos

Todo sistema de protecciones tiene que cumplir con las siguientes características:

- Sensibilidad
- Selectividad
- Velocidad



- Confiabilidad
- Simplicidad
- Economía

#### **1.2.3.1. Sensibilidad**

Esta característica se refiere a que el sistema de protecciones debe identificar todas las fallas que se produzcan en el SEP por más pequeñas que sean y además tiene que saber distinguir bien si lo que está percibiendo es una falla o no.

#### **1.2.3.2. Selectividad**

Todo sistema de protecciones tiene que ser capaz de que una vez detectada la falla en el sistema este pueda discernir en que zona de protección ha ocurrido la falla para actuar solamente en esta y no en otras, lo que conllevaría a desconectar del sistema innecesariamente otros circuitos que no están con fallas.

#### **1.2.3.3. Velocidad**

Cuando ya se haya detectado la falla esta se tiene que despejar lo más rápido posible, ya que mientras más tiempo persista la falla en el sistema más serán los daños que esta puede provocar, ocasionando mayores costos económicos en reparación de los elementos afectados por las fallas.

#### **1.2.3.4. Confiabilidad**

Para que el sistema de protecciones sea confiable este tiene que responder de manera correcta ante cualquier falla, esto quiere decir que el sistema de protecciones no debe actuar innecesariamente, ni tampoco debe dejar de actuar cuando sea necesario.

#### **1.2.3.5. Simplicidad**

El diseño del sistema de protecciones tiene que ser lo más simple posible, para evitar que la complejidad de este pueda convertirse en una potencial fuente para errores de funcionamiento del sistema. Además tiene que cumplir con todos los criterios de protección para el que está diseñado.

#### **1.2.3.6. Economía**

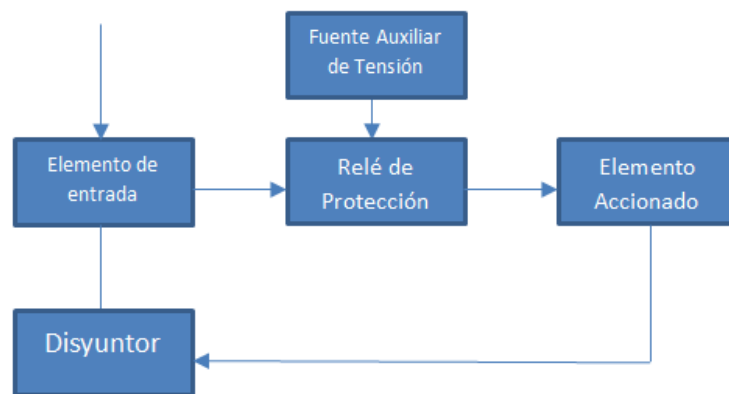
Todo sistema de protecciones tiene que lograr la mayor protección posible, pero con el menor costo posible, es decir que no se tiene que exagerar en las protecciones, si no que se tienen que realizar estudios técnicos que nos indiquen en qué lugar es indispensable colocar protecciones tomando muy en

cuenta todos los efectos posibles que pueda causar la falta de éstas en el sistema.

### 1.3. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES

Los componentes de un sistema de protecciones son:

- Los Elementos de Entrada
- Relé de Protección
- Los Elementos Accionados
- Disyuntor
- La Fuente Auxiliar de Tensión



**Figura 1.2. Componentes de un sistema de protecciones.**

Fuente: Elaboración propia.

#### 1.3.1. Elementos de Entrada

Son elementos encargados de captar las señales, ya sean de tensión o de corriente que pueden afectar al sistema eléctrico de potencia (SEP), con el fin de que estas sean aceptables para los elementos de medición y discernimiento. Tienen también la finalidad de aislar el SEP del sistema de protecciones.

Los elementos de entrada son los Transformadores de Instrumento o Medida (TM), antes de definirlos se deben revisar ciertos conceptos que son esenciales:

- Burden nominal.- es una impedancia que determina la potencia activa y reactiva del TM. Limita la carga que puede ser conectado al secundario del TM.
- Tensión Primaria Nominal.- Según esta tensión escogeremos el tipo de aislamiento de nuestro TM.





- Relación de transformación.- Es la razón entre la magnitud primaria y secundaria del TM; existen 2 tipos, la real y la de placa, la real es el resultado de la relación entre las magnitudes efectivas medidas bajo condiciones nominales, la de placa viene dado por el fabricante.
- Clase de un TM.- Los TM se diferencian por la exactitud que pueden tener, dándonos los factores de corrección tanto para la relación de transformación como del ángulo de fase.

Tenemos dos tipos de elementos de entrada:

- Transformadores de Corriente (TC).
- Transformadores de Potencial (TP).

#### **1.3.1.1. Transformadores de Corriente (TC)**

Es un transformador de medición o protección en el cual la corriente en un devanado primario es proporcional a la corriente en un devanado secundario, cambiando su magnitud en el secundario a valores típicos de medición y protección de 1A o 5A y manteniendo su desfase de ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de conexiones.

El devanado primario es conectado en serie a la parte del SEP de donde se desea obtener la magnitud de corriente a medir o proteger, en tanto que el secundario está conectado a los circuitos de corriente de uno o varios equipos de protección, medición o de control.

Podemos diferenciar los TC's de protección y de medida por los equipos que se van a utilizar aguas abajo de estos, ya que los equipos de medida no tienen que soportar sobrecorrientes tan importantes como los que van a un relé de protección.

En los TC's de protección se necesita un punto de saturación alto acompañado de un gran umbral con la precisión necesaria que permita la actuación del relé.

Los factores que determinan la selección de los transformadores de corriente son:

- Función a desempeñar.
- El tipo de aislamiento.
- La potencia nominal.
- La clase de precisión.
- El tipo de conexión.
- La corriente nominal primaria y secundaria.



### 1.3.1.2. Transformadores de Potencial (TP)

Son transformadores que tienen un funcionamiento exactamente igual a los transformadores de potencia, su finalidad es reducir la tensión en un devanado primario, conectado al SEP que normalmente está en el orden de los kV a tensiones de rangos normalizados, del orden 110 a 120 V, para la operación de los equipos de protección, control o medición.

En el TP podemos tener errores en la relación de transformación y en el ángulo entre tensión primaria y secundaria, estos deben mantenerse dentro de ciertos límites. Para corregir esto por lo general se sobredimensiona tanto el núcleo magnético como la sección de los conductores de los devanados, pero la magnitud de los errores va a depender de la característica de la carga secundaria que se conecta al TP.

A los TP's podemos clasificarlos según la máxima carga que son capaces de entregar sin exceder los límites de error; ya que al exceder los valores permitidos la carga puede llegar a ser hasta diez veces superior a su carga nominal.

Los criterios para seleccionar un TP son:

- Función a desempeñar.
- Relación de Transformación.
- Clase de Precisión.
- Tolerancia.
- Tensión Nominal Primaria y Secundaria.

### 1.3.2. Relés de Protección

El relé dentro de un sistema de protecciones es el equipo de discernimiento, es el encargado de decidir si el SEP está atravesando un disturbio o falla, esté a su vez utiliza contactos que llevan al sistema de protecciones a actuar según sea el caso, como por ejemplo abrir el disyuntor o activar una alarma. Para decidir el relé es configurado de tal manera que compara magnitudes, las magnitudes seteadas en el relé son comparadas con las que entrega un elemento de entrada.

Las funciones específicas de un relé son:

- Captar las señales de los elementos de entrada.
- Medir o establecer la magnitud de los elementos de entrada.



- Comparar el valor seteado con la magnitud medida que viene de los elementos de entrada.
- Según la comparación cerrar o abrir sus contactos auxiliares.

Las características que debe tener un relé de protección son:

- Adaptación.
- Memoria.
- Comparación.
- Decisión.

Dentro de nuestra investigación de tesis vamos a relacionarnos con 3 tipos de relés según su principio de funcionamiento que son:

- Electromecánicos
- De Estado sólido
- IED's

También vamos a realizar la clasificación de los relés según su tipo de operación, de la misma manera vamos a describir los más comunes, que son:

- De Sobrecorriente o Sobretenensión
- Direccionales
- Distancia
- Diferencial

### **1.3.2.1. Clasificación de los Relés según su Principio de Funcionamiento**

#### **1.3.2.1.1. Relés Electromecánicos**

Son los más antiguos dentro de esta clasificación, su funcionamiento se basa en el electromagnetismo, compuesto por una bobina, un núcleo móvil y uno o más contactos eléctricos normalmente abiertos o cerrados, cuando se le aplica la tensión seteada a la bobina, a través de flujo magnético, ésta atrae al núcleo móvil que a su vez mecánicamente mueve los contactos eléctricos y cambian de estado.

Estos relés ya han quedado obsoletos ante el desarrollo de la tecnología pero aun así existen centrales que llevan mucho tiempo funcionando y siguen fieles a la tecnología electromecánica para sus relés, como es el caso de la central Molino.

#### **1.3.2.1.2. Relés de Estado Sólido**

Se comenzaron a usar este tipo de relés en los principios de los 60's, su funcionamiento se basa en la electrónica analógica, básicamente se usan



comparadores de amplitud y fase para realizar una conmutación electrónica que realiza la conexión y desconexión, con ausencia de contactos móviles en su interior.

Estos relés sobrepasan de muchas maneras a los electromecánicos, principalmente en la confiabilidad que estos aportan al sistema de protecciones, se pueden lograr excelentes características de respuesta y al carecer de partes móviles se lograron eliminar muchos de los problemas que causaban los relés electromecánicos.

#### **1.3.2.1.3. Relés IED's (Intelligent Electronic Device)**

En la actualidad los relés IED's han copado totalmente el mercado por sus características donde destacan su diseño compacto y grandes funcionalidades de protección, control, monitoreo y medida, estos están basados en microprocesadores. Su procedimiento de detección de fallas, ha logrado superar la confiabilidad y velocidad de actuación, en comparación a los relés electromecánicos y de estado sólido

Reportan eventos en un tiempo no mayor de un segundo desde su ocurrencia hasta que la falla es conocida en el centro de control, realiza el almacenamiento de datos en una memoria volátil que aun existiendo una pérdida de alimentación éstos permanecerán en el dispositivo, además de una capacidad de almacenamiento de información analógica y digital para realizar análisis oscilográfico de la falla.

Poseen lógica de auto chequeo y diagnóstico, con contactos para alarmas externas en caso de falla interna e indicación luminosa en el relé.

El costo al utilizar estos dispositivos dentro de un sistema de protecciones se ve enormemente compensado debido al gran número de funciones de protección, medición, control, monitoreo y comunicación que están agrupadas en el mismo elemento.

### **1.3.2.2. Clasificación de los Relés Según su Tipo de Operación**

#### **1.3.2.2.1. Relés de Sobrecorriente o Sobretensión**

Estos tipos relés actúan en el momento en que la magnitud que entrega el elemento de entrada, sea un TC para sobrecorriente o un TP para sobretensión, supera a la magnitud seteada en el mismo.

A estos tipos de relés los podemos clasificar según su tiempo de actuación:

- Instantáneos.- Son aquellos que carecen de retardo, su actuación ante una falla es inmediata.

- Temporizados.- Son aquellos que nos dan la posibilidad de establecer un tiempo de actuación fijo desde el momento en que se presenta la falla.
- Temporizados con Tiempo Inverso.- El tiempo de actuación de estos relés está en función de la magnitud medida, es una función inversa, a una mayor magnitud medida menor va ser el tiempo de actuación.

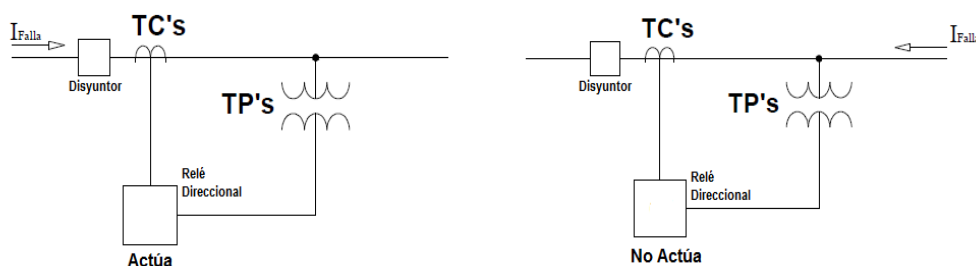
#### 1.3.2.2.2. Relés Direccionales

Con este tipo de relés podemos supervisar la magnitud y el ángulo de fase de una corriente, permitiéndonos distinguir el flujo de las corrientes de falla. Este tipo de relés son de corriente directa o de corriente alterna rectificada.

Para actuar los relés direccionales utilizan dos unidades:

- Unidad de Sobrecorriente.- Supervisa la magnitud de la corriente que atraviesa al elemento que queremos proteger.
- Unidad de Direccionamiento.- Compara el fasor de una magnitud de referencia, que por lo general es la tensión, con la corriente que atraviesa el elemento a proteger.

El funcionamiento del relé direccional se muestra en la figura 1.3.

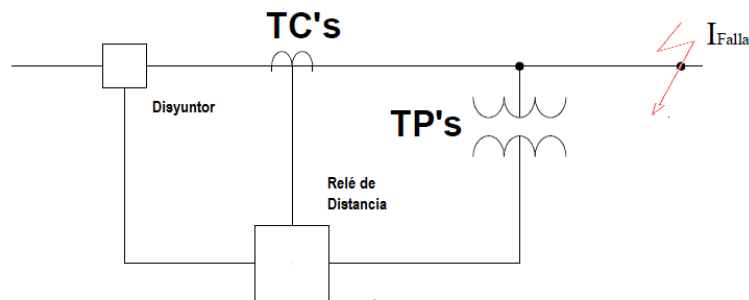


**Figura 1.3. Funcionamiento del relé direccional.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 1.3.2.2.3. Relés de Distancia

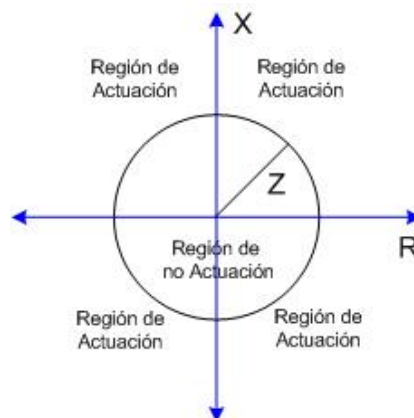
Son también llamados relés de impedancia, al medir la corriente y la tensión cuando ocurre una falla, obtienen una magnitud impedancia ( $Z=V/I$ ) en el punto de falla de la línea. La magnitud de la impedancia va a variar en función de estas magnitudes al momento de la falla, por ejemplo al producirse un cortocircuito la corriente crece y la tensión disminuye por lo tanto la impedancia va a alcanzar un valor muy pequeño.



**Figura 1.4. Funcionamiento del relé de distancia.**

Fuente: Elaboración Propia.

Para explicar su funcionamiento vamos a usar la figura 1.5, donde graficamos la reactancia versus la resistencia, entonces si independizamos la actuación del relé del ángulo de fase, el módulo de la impedancia va a formar un círculo, y de ésta manera vamos a definir la región de actuación.



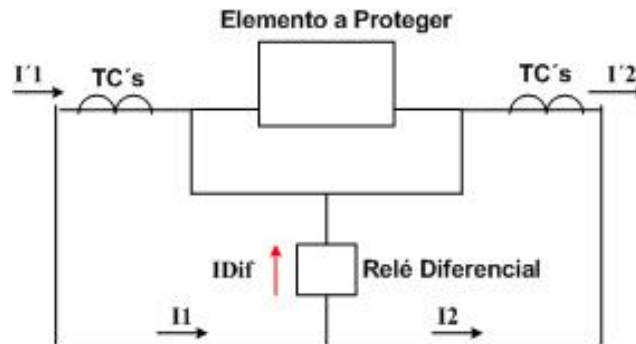
**Figura 1.5. Actuación del relé de distancia.**

Fuente: Elaboración Propia

Para la actuación del relé de distancia se toma un valor  $Z_s$ , el cual va a estar seteado en el mismo, entonces al momento en que  $Z_s > Z_{medido}$  va a actuar, de esta manera podemos dar un rango de protección, por ejemplo para la protección de una línea, si  $Z_s = Z_{línea}/2$ , vamos a proteger a la línea de las fallas que ocurran hasta la mitad de la misma, si  $Z_s = Z_{línea}$  vamos a proteger a toda la línea. Para la  $Z_s$  debemos tomar en cuenta el aumento de la impedancia al momento de producirse una falla, como una falla a tierra por ejemplo, por lo general para corregir esto debemos sobredimensionar en su valor.

#### 1.3.2.2.4. Relés Diferenciales

Al relé diferencial podríamos llamarlo Protección Diferencial, ya que más que ser un solo elemento, es la conexión de dos relés de sobrecorriente que tienen como premisa actuar ante las fallas internas y no actuar para las fallas externas. El funcionamiento de los relés diferenciales se muestra en la figura 1.6.



**Figura 1.6. Protección diferencial**

Fuente: Elaboración Propia

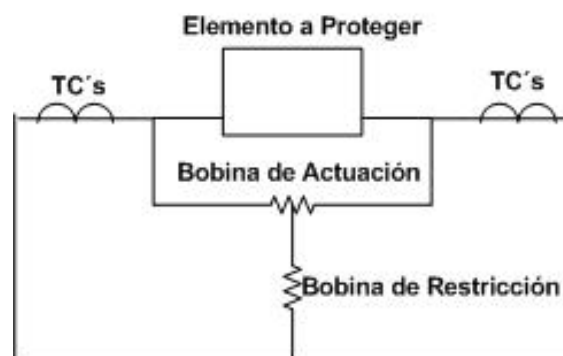
El funcionamiento del relé diferencial se basa en la ley de Kirchhoff, donde la suma de las corrientes que entran y salen del elemento a proteger es igual a cero, entonces:

$$I_{Dif} = I1 + I2$$

$$I1 = I2$$

El funcionamiento del relé diferencial tiene un problema clave que es la diferencia entre los TC's, la saturación y el ciclo de histéresis en estos hace improbable que  $I1$  sea igual a  $I2$ , esto puede atentar contra la selectividad del sistema de protecciones.

La solución a esto es el relé diferencial porcentual el cual tiene una bobina de restricción y de actuación con la conexión que muestra la figura 1.7.



**Figura 1.7. Relé diferencial porcentual**

Fuente: Elaboración Propia





Más adelante nos concentraremos en la protección diferencial para el grupo Generador-Transformador, detallándola.

### 1.3.3. Elementos Accionados

Son los contactores auxiliares, sistemas de alarmas, registradores de eventos, sistemas de señalización y otros, que permiten la interacción entre el sistema de protecciones y el usuario.

### 1.3.4. Disyuntores

Los disyuntores aíslan las partes donde ocurre una falla o perturbación para evitar que esta se propague y así limitar a un mínimo los posibles daños que pueden causar, para ello deben ser capaces de interrumpir corrientes de carga, magnetización de transformadores y reactores, capacitivas de bancos de condensadores, capacitivas de líneas en vacío.

Las funciones fundamentales de los disyuntores son:

- Conducir corriente en posición cerrada.
- Aislar en dos partes al circuito eléctrico.
- Cambiar de cerrado a abierto o viceversa.
- Aislar fallas.
- Abrir en tiempos de dos ciclos.

### 1.3.5. Fuente Auxiliar de Tensión

La alimentación para un sistema de protecciones debe ser ininterrumpida, las fuentes auxiliares de tensión sirven para proporcionar la energía a los circuitos de protección, lo cual lo convierte en el elemento medular del sistema de protecciones.

Para cumplir con su propósito deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- Proporcionar energía en forma ininterrumpida y durante periodos que comprenden la ausencia de energía del SEP.
- Ser insensible a los transitorios que se pueden presentar en el SEP.

Las fuentes de auxiliares de tensión de los sistemas de protección por lo general son del tipo Batería-Rectificador.

## 1.4. PROTECCIÓN DEL GRUPO GENERADOR-TRANSFORMADOR

### 1.4.1. Protecciones del Generador



Al ser el generador eléctrico la máquina más importante de un sistema eléctrico de potencia, debido a que esta produce la energía eléctrica que demanda la carga; para el diseño del sistema de protecciones de éste tenemos tener en consideración las condiciones de operación anormales más duras en comparación con los otros elementos del sistema.

Para lograr esto se debe proteger al generador tanto para fallas dentro del generador como para anomalías en el sistema externo, debido a que fallas en la red externa también pueden causar daños graves en los generadores si estas no son tratadas de manera rápida.

Es así, que antes de proceder a indicar cuales son las diferentes protecciones para los generadores eléctricos primero vamos a conocer cuáles son las diferentes anomalías que se pueden dar en los generadores.

#### **1.4.1.1. Anomalías que se presentan en generadores**

Las fallas que ocurren dentro del generador se pueden clasificar de acuerdo en que parte del generador ocurran, ya sea en el estator o en el rotor y estas son:

Fallas en el estator:

- Cortocircuito Trifásico
- Cortocircuito Bifásico
- Cortocircuito Fase-Tierra
- Cortocircuito entre Espiras

Falla Rotor:

- Cortocircuito a Tierra

Las anomalías externas que pueden afectar al generador son:

- Desbalance de carga o Secuencia Negativa
- Sobre frecuencia y Baja frecuencia
- Pérdida de Campo
- Sobreexcitación
- Potencia Inversa o Motorización
- Pérdida de Sincronismo
- Sobretensión y Baja tensión
- Energización Inadvertida
- Falla del Interruptor Principal

#### **1.4.1.2. Protección de fallas de fases en el Generador**



Las fallas de fase en los generadores son las de mayor importancia, ya que estas son las más graves debido a la circulación de grandes corrientes en sus devanados las cuales pueden causar graves daños en éstos y en la estructura de los generadores e incluso éstas pueden causar la destrucción de la máquina en tiempos muy pequeños. Además los tiempos que toma reparar un generador con graves daños son largos, lo que implica una pérdida económica considerable, debido a que no solo se tiene que costear la reparación de la máquina, sino que también se generan altos costos en el reemplazo de la potencia que se deja de generar, lo primordial es minimizar el daño de las fallas en el estator.

Un aspecto importante en las fallas de fases en los generadores es que éstas no se solucionan con solo abrir el interruptor del generador, debido a que esto interrumpirá sólo la corriente que aporta el sistema externo a la falla en el generador, sino que también hay que abrir el interruptor de campo y aun así todavía existirá una corriente grande por unos segundos más ya que en el campo magnético del generador aún existe energía almacenada.

La protección primaria para fallas de fase en generadores es mejor provista por una protección diferencial (87)

#### **1.4.1.2.1. Protección Diferencial (87)**

El principio de funcionamiento de la protección diferencial se basa en la comparación de dos corrientes, las cuales en el caso para la protección de los generadores son la corriente de una fase en el extremo del neutro y la otra es la corriente en el extremo de los terminales de generación.

Bajo condiciones normales estas corrientes son iguales, en cambio si tuviera lugar un cortocircuito dentro de la zona de protección que delimitan los TC's se crea una diferencia entre dichas corrientes la cual detecta el relé y este procede a despejar la falla.

*La protección diferencial debe satisfacer los siguientes requerimientos:*

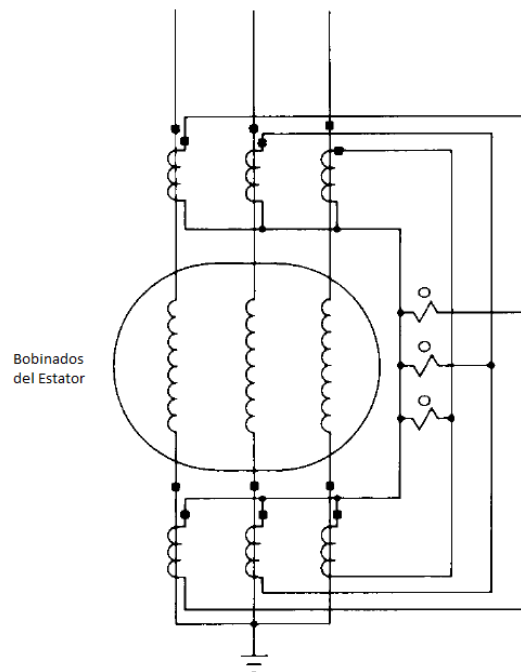
- 1. Debe ser lo suficientemente sensible para detectar daños del estator del generador y no operar para fallas externas a la máquina.*
- 2. Debe operar rápidamente de tal manera que el generador sea desconectado antes de que resulte un daño grave.*
- 3. Debe ser diseñado para que abra el interruptor principal, así como el interruptor de campo y el interruptor del neutro en el caso que exista. [1]*

Debido a esto se dice que la protección diferencial es una protección selectiva y muy rápida.

La protección diferencial es capaz de detectar fallas trifásicas, fallas fase-fase, fallas bifásicas-tierra y cuando el generador está sólidamente puesto a tierra o

con una impedancia de puesta a tierra baja es capaz de detectar fallas fase-tierra. Esta protección no detectará fallas entre espiras de un mismo devanado, ya que la corriente que circula en el neutro y en los terminales del generador serán las mismas si es que existirá esta falla.

A continuación en la figura 1.8 se muestra una típica conexión de los TC's para una protección diferencial en los generadores.



**Figura 1.8. Protección diferencial (87)**

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection

Aunque los TC's sean producidos con las mismas especificaciones técnicas, para una misma corriente primaria no siempre se tienen iguales corrientes secundarias, esto es debido a pequeñas diferencias en sus características de magnetización, como ya se dijo anteriormente, además, cuando existen sobrecorrientes muy elevadas en el primario de los TC's en el secundario no se dará una corriente proporcional a la corriente del primario debido a la saturación que existiera en el núcleo magnético de los TC's. Por lo que se hace necesaria la utilización de relés diferenciales de pendiente porcentual los cuales pueden tolerar mayores errores en la diferencia en las corrientes proporcionadas por los TC's.

El relé diferencial porcentual además de la bobina de operación tiene una bobina adicional que es la bobina de restricción.

La bobina de restricción genera una fuerza electromagnética opuesta a la generada por la bobina de operación lo que evita que el relé se accione de manera incorrecta.

La corriente en la bobina de operación es proporcional a:

$$I_o = I_1 - I_2$$

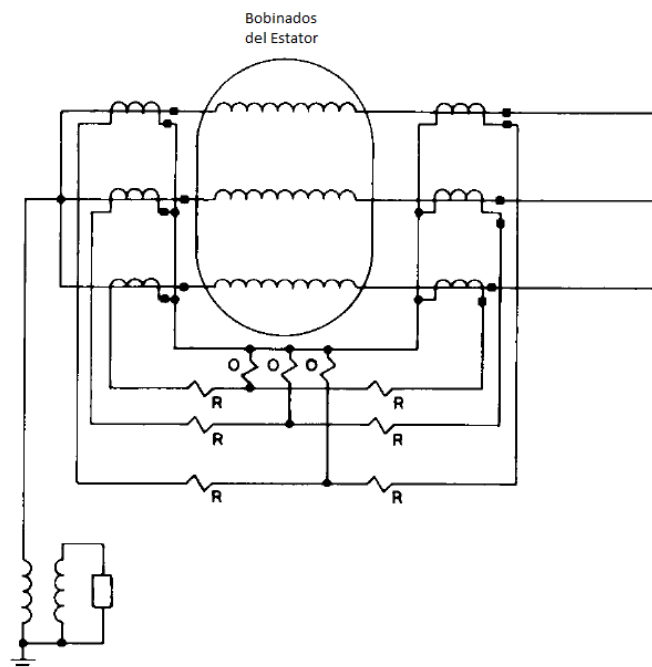
Debido a que la bobina de operación es conectada en la mitad de la bobina de restricción, la corriente en ésta es proporcional a:

$$I_r = \frac{I_1 + I_2}{2}$$

Y la pendiente de actuación del relé viene dada por la siguiente expresión:

$$\frac{I_o}{I_r} \%$$

A continuación se presenta una conexión típica de los relés diferenciales porcentuales para la protección de generadores.

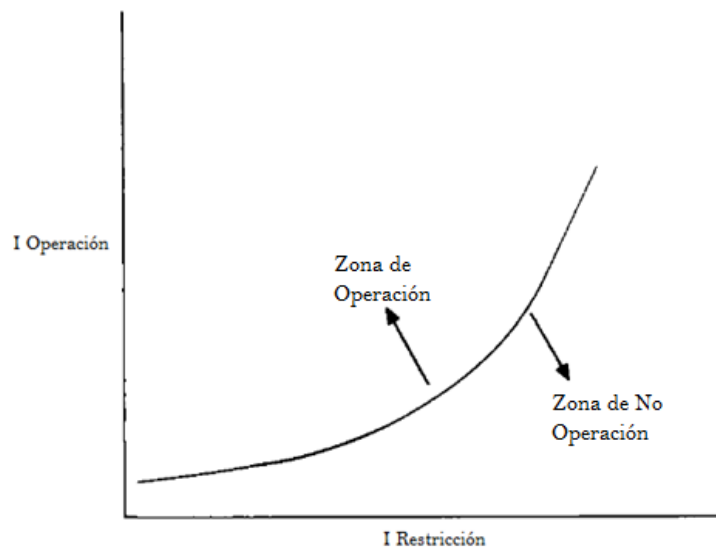


**Figura 1.9. Conexión de un relé diferencial porcentual en un generador.**

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection

La característica de operación de un relé diferencial porcentual es la indicada en la figura 1.10, la actuación del relé se da cuando el punto de operación se

encuentra por encima de la curva, mientras que si el punto de operación se encuentra por debajo de la curva, el relé no actuará.



**Figura 1.10. Característica de un relé diferencial porcentual**

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection

#### 1.4.1.3. Protección de Fallas a Tierra en el Devanado del Estator

Un aspecto importante a tomar en cuenta antes de conocer los diferentes esquemas de protección contra fallas a tierra del estator, es el esquema de puesta a tierra que utiliza el generador, generalmente a estos se los clasifica como:

- Puesta a tierra del estator de baja impedancia
- Puesta a tierra del estator con alta impedancia

Cada esquema tiene sus ventajas y desventajas, entre las más considerables están que cuando se tiene un esquema de puesta a tierra de baja impedancia las corrientes de cortocircuito de fase a tierra son muy elevadas lo que ocasionaría daños muy graves en la estructura del generador y en las tensiones de fase-fase que involucra la fase fallada, se notará una disminución del 58% en su valor, además de un ligero desplazamiento de la tensión del neutro.

En cambio cuando se tiene un esquema de puesta a tierra de alta impedancia, la corriente de cortocircuito es muy pequeña, pero con un completo desplazamiento de la tensión del neutro; es decir las tensiones fase-tierra en las líneas no falladas se incrementan considerablemente, lo que podría causar fallas en el aislamiento del generador.

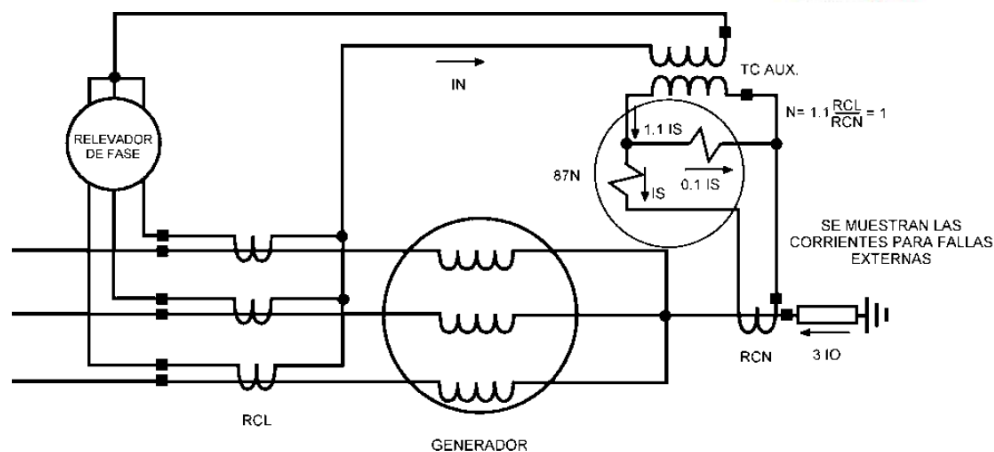
Así mismo existen diferentes esquemas de protecciones según el sistema de puesta a tierra que se tenga.

#### 1.4.1.3.1. Métodos de protección del estator con baja impedancia

Debido a que cuando se tiene este tipo de conexión a tierra las corrientes cortocircuito a tierra son altas la protección se puede hacer con esquema diferencia como se muestra a continuación:

#### 1.4.1.3.1.1. Protección Diferencial a Tierra (87GN)

Este esquema emplea un relé de sobrecorriente direccional tipo producto, éste compara las corrientes de secuencia cero que circulan por el neutro y por los devanados. El esquema hace uso de tres TC's para medir las corrientes de secuencia cero en los devanados, mientras que para medir la corriente de secuencia cero en el neutro se utiliza solo un TC. El esquema más usado es el que se indica en la figura 1.11.



**Figura 1.11. Esquema diferencia a tierra (87GN).**

Fuente: Tutorial IEEE para Protección de Generadores Síncronos

Bajo condiciones normales las corrientes en los secundarios de los TC's se anulan por lo que el relé no actuara y los mismo ocurrirá para fallas trifásicas y bifásicas debido a que en estas no existe circulación de corrientes de secuencia cero.

Si ocurre una falla a tierra en el generador, existirá una circulación de corriente  $3I_0$  en los dos extremos de la protección diferencial, pero con sentido opuesto y magnitudes distintas, lo que llevaría a hacer actuar al relé.

Si la falla ocurre fuera de la zona de protección las corrientes en los extremos de la protección diferencial serán de igual magnitud y con el mismo sentido, por lo que no circulará corriente por la bobina de operación del relé.



#### 1.4.1.3.2. Métodos de Protección del Estator con Alta Impedancia

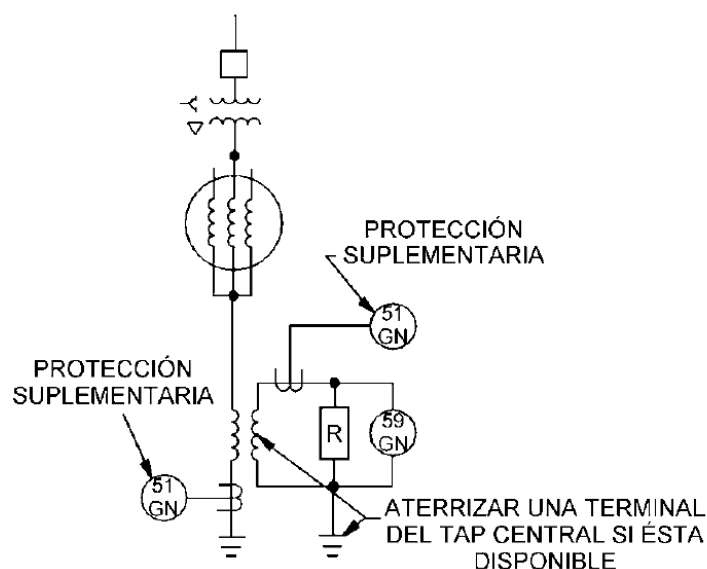
Debido a que con éste tipo de esquema de puesta a tierra, la corriente que circula cuando existe una falla a tierra es pequeña y más si la falla está muy cerca del neutro del generador, por lo que la protección diferencial podría no detectar la falla, así que existen otros métodos para detectar estas fallas, de los cuales vamos a explicar los más utilizados.

##### 1.4.1.3.2.1. Protección para Fallas en el 95% del Estator (59GN y 51GN)

Esta protección utiliza un relé de sobretensión con retardo de tiempo (59GN) conectado en paralelo a la resistencia de puesta a tierra para poder detectar solamente las tensiones de secuencia cero, como se indica en la figura 1.12.

Este relé está diseñado para censar solamente la frecuencia fundamental y así evitar una activación errónea al censar tensiones de tercer armónico de secuencia cero que suelen presentarse en el neutro del generador.

Debido a que la impedancia de puesta a tierra es grande con respecto a la impedancia del generador y de otros elementos del sistema, en una falla a tierra, ésta estará expuesta a la mayor diferencia de potencial por lo que puede detectar una falla a tierra, pero existe un problema cuando la falla se produce más cerca del neutro del generador, la tensión en la impedancia de puesta a tierra disminuye, es decir la tensión en la impedancia de puesta a tierra es función de la distancia que existe entre el punto de falla y el neutro, siendo esta máxima cuando la falla se produce en los terminales del generador y va disminuyendo conforme se acerca al neutro del generador.



**Figura 1.12. Protección para fallas en el estator (59GN y 51GN).**

Fuente: Tutorial IEEE para Protección de Generadores Síncronos



*“Con este ajuste y con relaciones del transformador típicas, este esquema es capaz de detectar fallas hasta del orden del 2-5% al neutro del estator” [3].*

Si se está usando un transformador de distribución para la puesta a tierra del generador y desea dar un respaldo a este esquema de protección, lo típico es usar un relé de sobrecorriente temporizado (51GN), ya sea colocado en el primario o en el secundario del transformador de distribución como se indica en la figura 1.12. Este relé de sobrecorriente debe ser ajustado de tal forma que no actúe ante corrientes de desbalance normal y armónicos de secuencia cero.

#### **1.4.1.3.2.2. Protección para Fallas en el 100% del Estator (27H)**

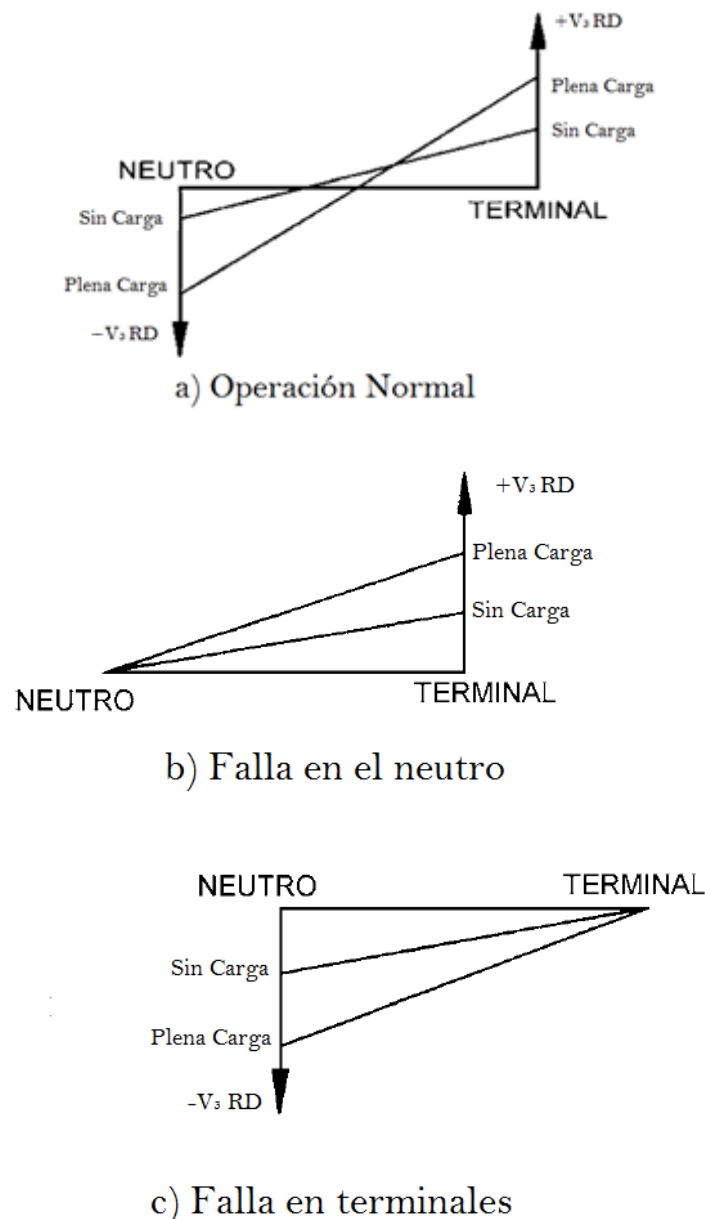
Como ya se dijo, el esquema anterior protege solamente las fallas a tierra en el 95% del devanado del estator, por lo que para lograr protegerlo al 100% es necesario utilizar un relé de baja tensión 27H calibrado para que detecte solamente tensiones de tercera armónica (180 Hz).

Debido a que las tensiones de tercer armónico siempre están presente en el generador en menor o mayor cantidad, se utilizaran estas para lograr una protección del 100% del estator. Lo que se usara exactamente son las tensiones de tercer armónico en el neutro para elegir criterios de actuación del relé 27H.

Los niveles de tensión de tercer armónico dentro de los devanados del estator del generador, tienen los siguientes comportamientos frente a las falla a tierra que se pueden dar en distintos lugares de este:

- Cuando se produce una falla en el neutro, la tensión de tercer armónico se vuelve cero, mientras que en los terminales de la máquina tiene su máximo valor tal como se indica en la figura 1.13 (b) y para una falla próxima al neutro, el nivel de tensión de tercer armónico en el neutro disminuirá y en los terminales aumentará.
- Cuando ocurre una falla a tierra en los terminales de la máquina, la tensión de tercer armónico aquí se vuelve cero y en el neutro es la máxima, figura 1.13 (c), y para una falla próxima a las terminales, el nivel de tensión de tercera armónica disminuye, mientras que en el neutro aumenta.

También hay que tener en cuenta que el nivel de tensión del tercer armónico es dependiente de las condiciones de operación del generador, tal como se nota en la figura 1.13.



**Figura 1.13. Niveles de armónicos en distintas condiciones de operación para: a) Operación normal, b) Falla en el neutro y c) Falla en terminales.**

Fuente: Tutorial IEEE para Protección de Generadores Síncronos

El esquema de protecciones que se va a detallar, basa su principio de funcionamiento en la diferencia que existe en los niveles de tensión de tercer armónico que hay en el neutro cuando el generador está en operación normal y el nivel de tensión de tercer armónico en el neutro que hay cuando existe una falla en este o cerca a este.

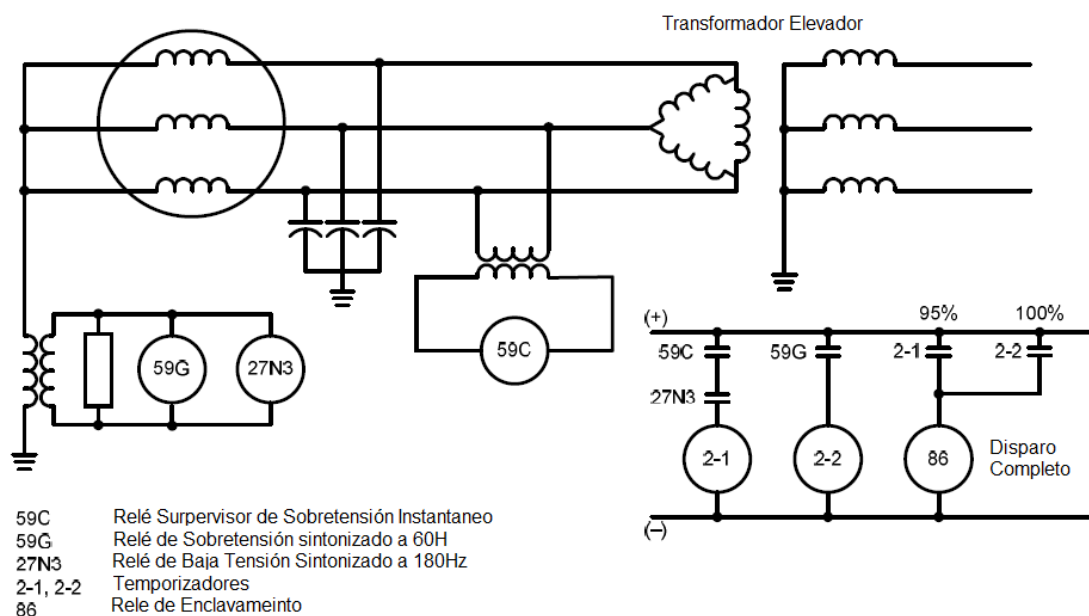
Es decir que cuando el generador está en operación normal se tiene un valor de tensión de tercera armónica de  $V_{30}$  y cuando ocurre una falla en el neutro del generador o en sus cercanías, este valor de tensión  $V_{30}$  disminuye a cero, por lo que se puede utilizar un relé de bajo voltaje a una frecuencia de operación de tres veces la frecuencia nominal (27H) en el extremo del neutro

para poder detectar la falla a tierra en las cercanías del neutro y en complemento con el relé (59GN) poder lograr una protección del 100% del estator.

Para tener buenos márgenes de seguridad y evitar operaciones incorrectas, el ajuste del relé de baja tensión de tercer armónico (27H) debe ser menor al valor que se tiene cuando se está operando el generador sin carga en condiciones normales.

Con esta protección surge un problema al momento del arranque de la máquina, ya que no se desarrolla una tensión de tercer armónico significativa hasta que tiene carga, por lo que podría resultar en una operación errónea al momento del arranque de la máquina.

Para solucionar este problema se suele bloquear al relé de baja tensión de tercer armónico al momento del arranque utilizando un relé de sobretensión (59C) supervisorio. El esquema típico usado se indica en la figura 1.14 igual con su respectivo circuito de control.



**Figura 1.14. Esquema de protección para falla a tierra de bajo tensión de tercer armónico.**

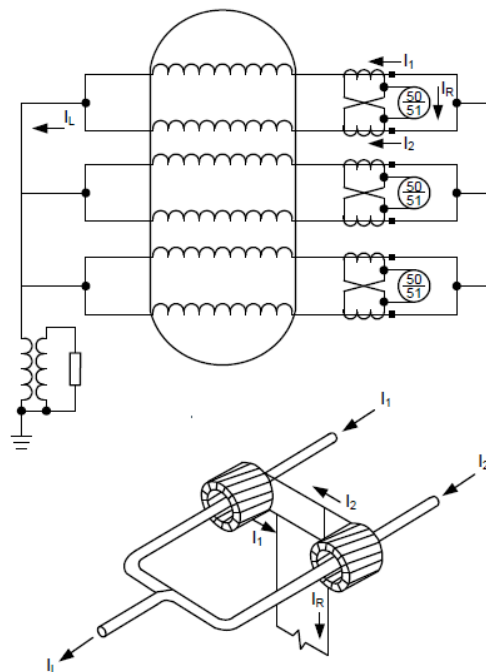
Fuente: IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators

#### 1.4.1.4. Protección de Fallas entre Espiras de un mismo devanado del Estator

Ya que la protección diferencial (87) no es capaz de detectar una falla entre espiras de una misma fase, se hace necesario implementar un esquema de protecciones que puede actuar cuando existan este tipo de fallas.

Cuando se tiene un estator con bobinas multi-vueltas o de varios devanados por fase, se puede usar un esquema de relés de fase partida para detectar las fallas entre espiras.

Éste esquema divide en dos grupos iguales al circuito del devanado de cada fase del estator para luego comparar las corrientes de cada grupo utilizando un relé de sobrecorriente con unidad instantánea y temporizada, el esquema se indica en la figura 1.15. Una diferencia entre estas dos corrientes significaría que ha ocurrido una falla entre las espiras del bobinado.



**Figura 1.15. Esquema de protección para falla entre espiras de un bobinado de dos devanados.**

Fuente: IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators

#### 1.4.1.5. Protección de Fallas en el Campo

Debido a que el circuito CD de campo del generador no está puesto a tierra, una falla a tierra del campo no afectaría al funcionamiento normal del generador inmediatamente, pero esto incrementa la probabilidad de que ocurra una segunda falla a tierra.

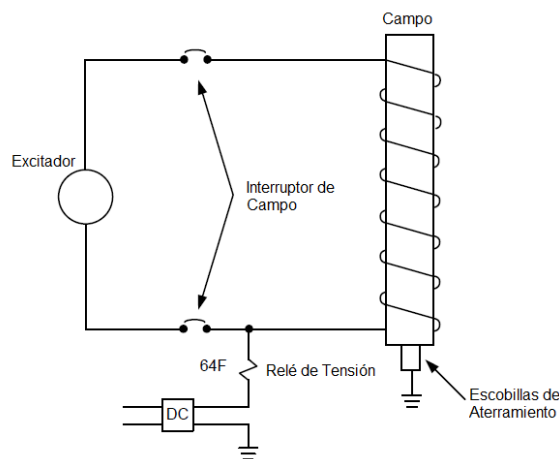
Si ocurre una segunda falla a tierra en el devanado de campo, esta ocasionaría que una sección del rotor quede cortocircuitada produciendo un flujo magnético desbalanceado, este generaría fuerzas magnéticas desbalanceadas, las que a su vez producirían vibraciones en la máquina y en casos extremos estas fuerzas pueden llegar a doblar el eje del rotor y provocar un rozamiento entre el rotor y el estator. Además se produciría un calentamiento en el hierro del rotor debido a las corrientes desbalanceadas producidas.

Existen varios métodos para detectar una falla a tierra del rotor, de las cuales se van a detallar las más importantes:

#### 1.4.1.5.1. Detección de falla a tierra en el rotor usando una fuente de CD.

En este método se aplica una tensión de CD entre el terminal negativo del circuito de campo y tierra a través de la bobina de un relé de sobretensión (64F), el cual se activará si existiera una falla a tierra en cualquier lugar del rotor.

Generalmente se usa escobillas para conectar directamente al rotor a tierra y así evitar impedancias grandes que puedan existir entre el rotor y tierra que podrían ocasionar que el relé no opere correctamente, el diagrama de este método de protección se muestra en la figura 1.16.



**Figura 1.16. Esquema de protección para falla a tierra del circuito de campo utilizando una fuente de C.D.**

Fuente: IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators

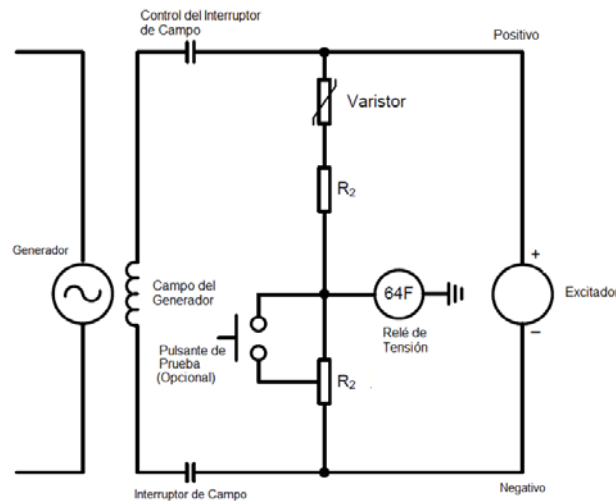
Usualmente al relé de sobretensión se le suele poner un retraso de tiempo para su actuación, con el fin de evitar actuaciones innecesarias cuando se producen desbalances momentáneos o transitorios del circuito de campo con respecto a tierra.

#### 1.4.1.5.2. Detección de falla a tierra en el rotor usando un divisor de tensión.

Este esquema usa un relé de sobretensión (64F) conectado entre el punto medio de un divisor de tensión y tierra. Cuando ocurre una falla a tierra en el circuito de campo en el relé se presenta una máxima tensión.

Este esquema de protección tiene un problema, debido a que existe un punto nulo entre el positivo y el negativo del circuito de campo, en el cual si ocurriera

una falla en este punto en el relé de sobrecorriente no se presentaría ninguna corriente que le haga actuar. Una solución para este problema es colocar una resistencia variable en serie con las otras resistencias como se indica en la figura 1.17.



**Figura 1.17. Esquema de protección para falla a tierra del circuito de campo utilizando un divisor de tensión.**

Fuente: IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators

El divisor de tensión es dimensionado de tal forma que el punto nulo del devanado de campo está en el punto medio del devanado cuando la tensión del excitador está en su valor nominal.

Hay que tener en cuenta que colocando la resistencia variable no se elimina el punto nulo, si no que éste se desplaza según varíe la tensión del circuito de campo y que todavía existe la posibilidad, aunque muy baja, que ocurra una falla justo en la posición en la que se encuentre el punto nulo y que la protección no actúe.

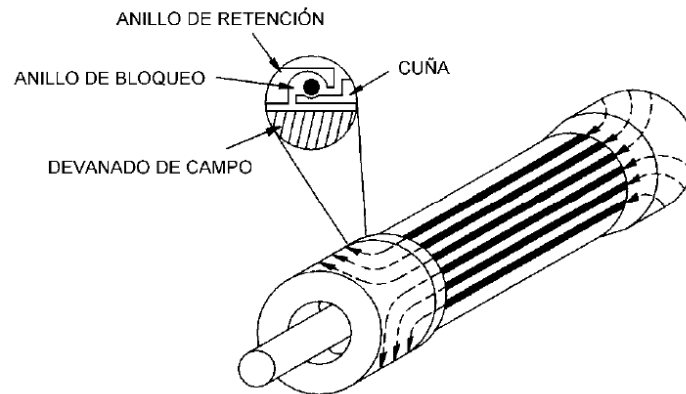
#### 1.4.1.6. Protección de desbalance de carga o de corrientes de secuencia negativa (46G)

En el SEP se pueden dar diferentes causas para la aparición de corrientes de secuencia negativa por ejemplo un desbalance carga, fallas desbalanceadas y circuitos abiertos.

En condiciones normales en el estator solo existen corrientes de secuencia positiva, las cuales generan un campo magnético que gira a la misma velocidad y sentido que el rotor, pero cuando existe un desbalance de corrientes en las fases del generador, se generan corrientes de secuencia negativa, las cuales crean un campo magnético que gira en sentido opuesto al rotor pero con la misma velocidad, lo cual causa que en el rotor se induzcan corrientes del doble de frecuencia.



Las corrientes de alta frecuencia circularán por la superficie del rotor debido al efecto piel, es decir serán corrientes superficiales. En el rotor, estas corrientes circulan a lo largo de este, principalmente a través de los anillos de retención, las ranuras de las cuñas y en las áreas de baja impedancia tal como se indica en la figura 1.18 y debido al efecto piel solamente una pequeña parte de las corrientes de alta frecuencia circulan por el devanado de campo.



**Figura 1.18. Corrientes inducidas en el rotor.**

Fuente: Tutorial IEEE para Protección de Generadores Síncronos

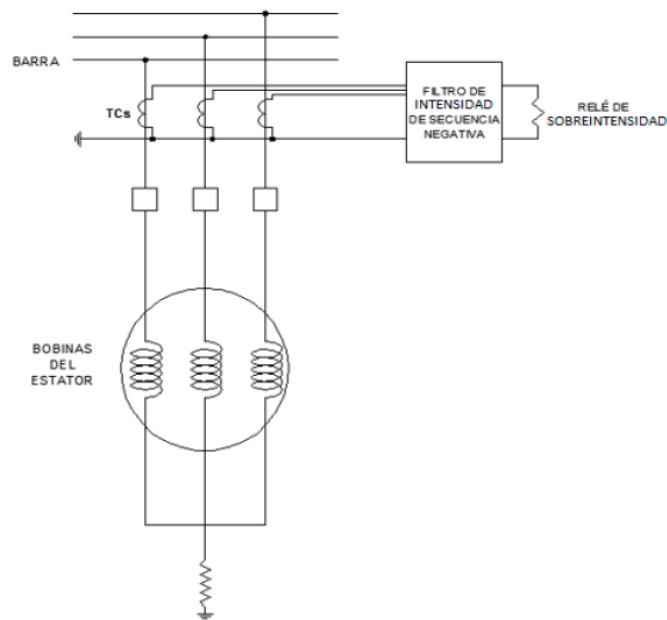
Las corrientes inducidas en el rotor pueden ser muy peligrosas debido a que causan altas y dañinas temperaturas en tiempos relativamente cortos, además de generar vibraciones en el conjunto rotórico, debido al campo magnético generado por las corrientes de secuencia negativa, el cual induce en el rotor una fuerza electromotriz que se opone al giro normal del rotor.

Los generadores pueden soportar cierto tiempo con corrientes de secuencia negativa sin sufrir daños, este tiempo se puede calcular con la siguiente expresión:

$$I_2^2 * t = k$$

Donde  $I_2$  es el valor RMS de la corriente de secuencia negativa,  $t$  es el valor de tiempo en segundos que el generador se encuentra sometido a corrientes de secuencia negativa y  $k$  es la constante que depende del diseño y de la capacidad de soportar corrientes de secuencia negativa del generador.

Este esquema de protección usa un relé de sobrecorriente de tiempo inverso, el cual está conectado a un filtro para detectar solamente las corrientes de secuencia negativa, y los TC's se conectan en estrella como se indica en la figura 1.19 y estos a su vez se conectan a la entrada del filtro.



**Figura 1.19. Protección de secuencia negativa (46G).**

Fuente: Power System Protection. Anderson P.

Las características corriente-tiempo del relé son diseñadas para ser lo más parecido a la característica  $I_2^2$  del generador.

El esquema de protecciones debe estar calibrado, de forma que no opere cuando se tiene valores de corriente de secuencia negativa iguales o menores a la magnitud de régimen permanente. Además el esquema tiene que alertar al operador cuando se acerca al límite máximo permitido, para que pueda planificar acciones correctivas y si el valor de corriente de secuencia negativa ha sobrepasado el límite máximo tiene que desconectar la máquina inmediatamente.

#### 1.4.1.7. Protección de frecuencia anormal (81O/81U).

Debido a que en un sistema eléctrico la carga nunca es constante, ya que ésta varía todo el tiempo, surgen variaciones de frecuencia en la red que pueden llegar a causar graves daños en el generador si éstas no son controladas.

La variación de frecuencia puede ser de sobrefrecuencia y de baja frecuencia.

La sobrefrecuencia se da principalmente porque la potencia mecánica que entrega la turbina es mayor a la potencia eléctrica que demanda la carga, esto resulta en una aceleración del rotor y esto a su vez en un incremento de la frecuencia. Ésta se puede dar debido a una disminución de la carga, salida de líneas de transmisión que estén evacuando energía del generador o por falla del regulador de velocidad. Por lo general ésta se soluciona solamente con la actuación del regulador de velocidad disminuyendo la entrada de agua a la turbina, es decir regulando la potencia de la turbina.



La baja frecuencia se da porque la potencia mecánica que entrega la turbina es menor a la potencia eléctrica que demanda la carga, esto resulta en una desaceleración del rotor y esto a su vez en una disminución de la frecuencia. Sus principales causas son un incremento de carga, salida de generadores en paralelo, una falla en el regulador de velocidad o insuficiente reserva de generación. Para solucionar este problema también debe actuar el regulador de velocidad de la máquina, pero este solamente actúa hasta que se alcance el límite de potencia que puede entregar la turbina y si la baja frecuencia persiste se tiene que comenzar a desconectar carga hasta que se llegue al balance entre la potencia que entrega la turbina y la potencia que demanda la carga.

Por lo general a la baja frecuencia se le considera más crítica que la sobrefrecuencia, ya que para casos extremos se tiene que desconectar carga.

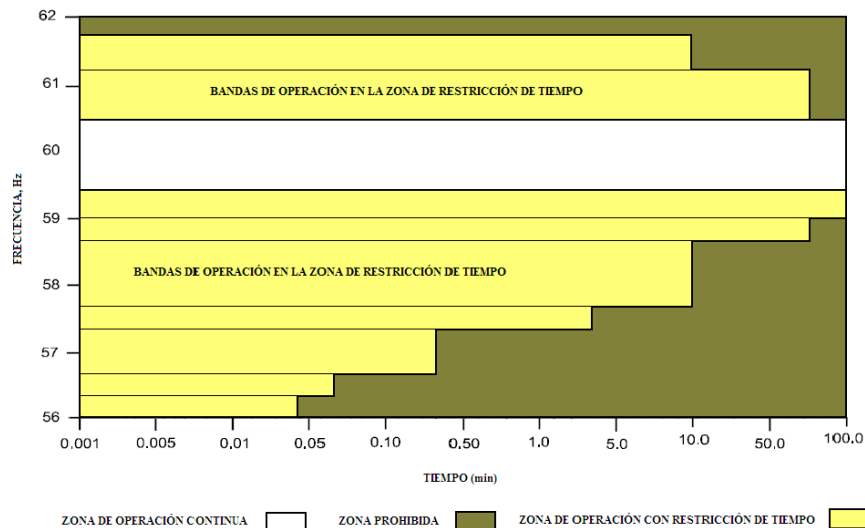
Para proteger al generador contra variaciones de frecuencia se mide la frecuencia de la onda de tensión generada en terminales del generador, mediante la protección de sobrefrecuencia 81O y la protección de baja frecuencia 81U.

Un aspecto importante que hay que tener en cuenta para la calibración de estas protecciones, es que la protección 81U y 81O tiene que tener un retardo de tiempo para que le permita actuar al regulador de velocidad.

La protección 81U es para la protección de baja frecuencia y se usa generalmente como respaldo del esquema de alivio de carga, esto para evitar la pérdida de estabilidad del sistema, ya que si se tiene baja la frecuencia y se desconecta al generador del sistema, la frecuencia del sistema puede caer aún más y generar un efecto en cascada desconectando más generadores ocasionado un colapso total del sistema.

La protección 81O es para la protección de sobrefrecuencia y se usa como respaldo a la actuación del regulador de velocidad para intentar equilibrar la potencia mecánica de la turbina con la potencia requerida por la carga.

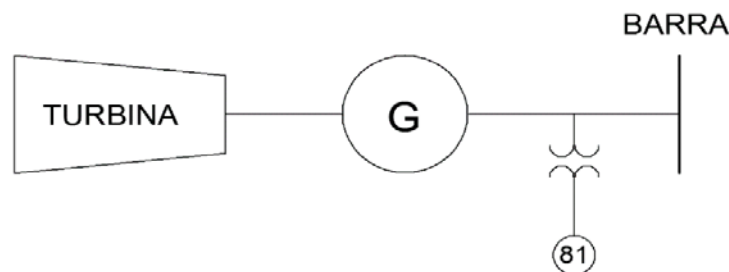
La calibración de los relés 81U y 81O se basa básicamente en seleccionar el valor de frecuencia y tiempo límites para actuar, esto se lo realiza utilizando los límites de operación de las turbinas como el que se indica en la figura 1.20.



**Figura 1.20. Límites de frecuencia de operación típicos para turbinas a vapor.**

Fuente: Protección de generadores eléctricos. Calero Freire Iván.

Un esquema típico de la conexión de esta protección se indica en la figura 1.21.



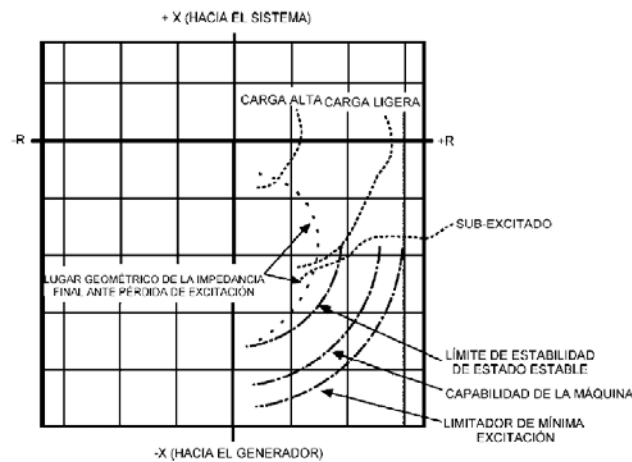
**Figura 1.21. Protección de frecuencia anormal (81O/81U).**

Fuente: Protecciones eléctricas del generador. Beckwith Electric.

#### 1.4.1.8. Protección contra pérdida de Campo (40)

La pérdida de campo es una condición muy peligrosa para los generadores, debido a que ésta puede causar que el generador funcione como un generador de inducción, lo cual implica más problemas como el calentamiento del rotor debido a las corrientes inducidas en este y el sobrecalentamiento del estator por las altas corrientes reactivas necesarias para implantar el campo magnético, además se tienen graves consecuencias en el sistema al que está conectado, ya que se deja de generar potencia reactiva y comienza a absorberla, causando una caída de tensión y si el sistema no tiene la capacidad suficiente de entregar la potencia reactiva necesaria puede causar inestabilidad en sistema.

Cuando ocurre la pérdida del campo la impedancia del generador vista desde sus terminales cambia según la figura 1.22.



**Figura 1.22. Característica de la pérdida de campo del generador.**

Fuente: Tutorial IEEE para Protección de Generadores Síncronos.

*“La protección de pérdida de excitación debe detectar confiablemente la condición de pérdida de excitación, sin responder a oscilantes de carga, a fallas del sistema y a otros transitorios que causen que la máquina se haga inestable”. [3]*

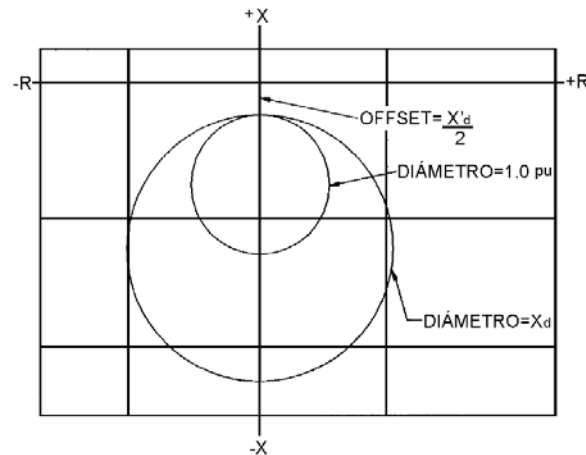
El método más confiable usado para detectar la pérdida de campo, utiliza dos relés de impedancia tipo Mho superpuestos y con un desplazamiento.

Los relés están desplazados el valor de la mitad de la reactancia transitoria del eje directo  $-X'_d/2$  en el eje de las X, para así evitar operaciones erróneas ante disturbios en el sistema.

El primer relé tiene una zona de actuación definido por un diámetro de impedancia de 1pu, el cual detectará una condición de pérdida de campo desde plena carga hasta el 30% de carga y con una actuación casi instantánea para tener una protección rápida ante fallas severas.

Mientras que el segundo relé tiene una zona de actuación definida por un diámetro de la impedancia igual a la impedancia de eje directo  $X_d$ , con un retardo de tiempo entre 0.5-0.6 segundos, el cual nos brinda una protección contra la pérdida de campo hasta con cero carga.

En la figura 1.23 se muestra el diagrama R-X con la calibración de los relés Mho.



**Figura 1.23. Característica de los relés Mho para la detección de la pérdida de campo.**

Fuente: Tutorial IEEE para Protección de Generadores Síncronos.

#### 1.4.1.9. Protección contra pérdida de sincronismo (78)

El generador sale de sincronismo cuando el acople magnético entre el rotor y el estator es muy débil para mantenerlo en sincronismo con el resto del sistema. Esto se puede dar cuando existen cortocircuitos en el sistema que no son despejados a tiempo, maniobras de interrupción en el sistema, variaciones bruscas de carga y baja tensión en el sistema. Ésta condición puede complicarse si es que existe una alta reactancia entre el generador y el sistema.

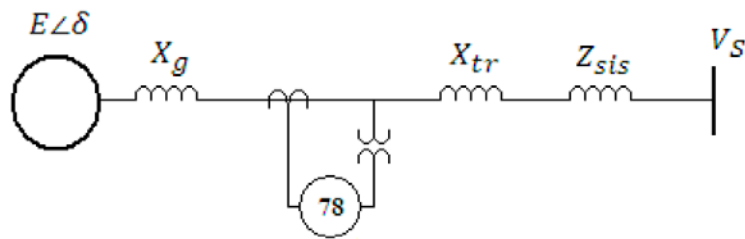
La respuesta del generador ante todos estos eventos es amortiguada debido a la inercia que este tiene y esto se refleja en la variación del ángulo de potencia  $\delta$ , el cual oscila hasta encontrar un nuevo punto de operación estable, si la condición es muy severa puede ocurrir que el ángulo de potencia supere los  $180^\circ$  y la máquina pierda el sincronismo, teniendo que desconectarla inmediatamente.

Los daños que pueden provocar este tipo de fallas pueden ser fuertes oscilaciones de potencia activa y reactiva, oscilación del factor de potencia, altas corrientes, esfuerzos en los devanados del generador y altos niveles de pares transitorios en el eje que incluso pueden llegar a romperlo.

Para la detección de la pérdida de sincronismo se analiza las variaciones a través del tiempo de la impedancia aparente vista desde los terminales del generador o del lado de alta tensión del transformador elevador. Ésta variación de impedancia puede ser detectada por relés de distancia tipo Mho (78).

Las señales que ingresan a los relés de distancia tipo Mho son de corriente y tensión, mediante el cociente de las dos señales que ingresan al relé se puede

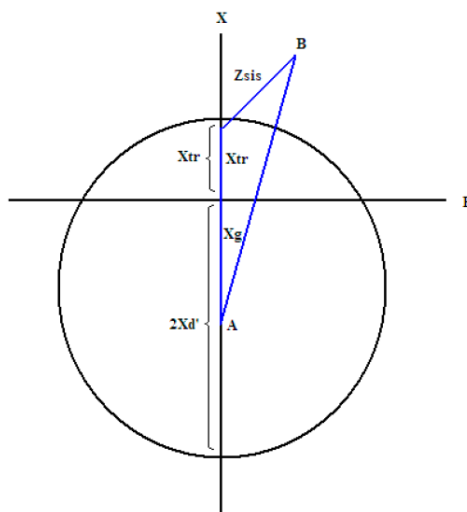
encontrar la impedancia aparente en el punto que están conectados, a continuación en la figura 1.24 se indica la conexión de este.



**Figura 1.24. Conexión del relé de distancia 78 en un SEP.**

Fuente: Protección de generadores eléctricos. Calero Freire Iván.

Esta protección “consiste en un dispositivo de distancia tipo Mho, cuya característica está desplazada verticalmente sobre el eje real. El relé es normalmente ajustado para ver la reactancia del transformador y la reactancia de eje directo del generador como se muestra en la figura 1.25; con esto se asegura que operará bien para ángulos mayores a  $120^\circ$ . La reactancia del generador depende de deslizamiento producto de la pérdida de sincronismo y su valor puede variar desde  $X_d$  cuando el deslizamiento es cero, hasta  $X_d'$  cuando el deslizamiento es igual al 100%. Típicamente el deslizamiento esta entre el 50% y 0.33%, siendo el valor de impedancia, en este caso igual a  $2X_d'$ , que deberá ser considerada para el ajuste del relé”. [4]



**Figura 1.25. Calibración de un relé de distancia tipo Mho para detectar oscilaciones por pérdida de sincronismo.**

Fuente: Protección de generadores eléctricos. Calero Freire Iván.

#### 1.4.1.10. Protección contra energización inadvertida (50/27)

La protección contra la energización inadvertida se implementa principalmente para evitar los daños que causaría esta cuando la máquina aún no está





sincronizada, se está parando o está en parada, debido a que los daños pueden ser muy graves, pudiendo incluso llegar a destruir la máquina.

Esta condición se da principalmente por errores de operación, arqueo en el interruptor principal o mal funcionamiento de los circuitos de control.

El principal problema causado por la energización inadvertida, es que el generador puede comenzar a funcionar como un motor de inducción, causando que grandes corrientes sean inducidas en el rotor incrementando rápidamente la temperatura de éste.

Si ocurre una energización accidental monofásica y el generador está en reposo no existirá un par de aceleración, pero sí se inducirán corrientes en el rotor las cuales elevarán la temperatura de éste; en cambio si el generador está en movimiento, sí se generará un par de aceleración además de la inducción de corrientes en el rotor. Este tipo de falla se da principalmente por el arqueo de un polo de los interruptores de potencia.

Existen protecciones que pueden detectar la energización inadvertida además de los esquemas diseñados exclusivamente para este fin, la cuales son:

- Protección de pérdida de campo
- Relé de potencia inversa
- Relé de secuencia negativa
- Falla del interruptor
- Relé de respaldo del sistema

Un aspecto importante de esta protección es que ésta debe estar en funcionamiento cuando el generador está fuera de servicio, lo cual es opuesto a las otras protecciones.

Existen varios esquemas dedicados exclusivamente para detectar la energización inadvertida, las cuales son:

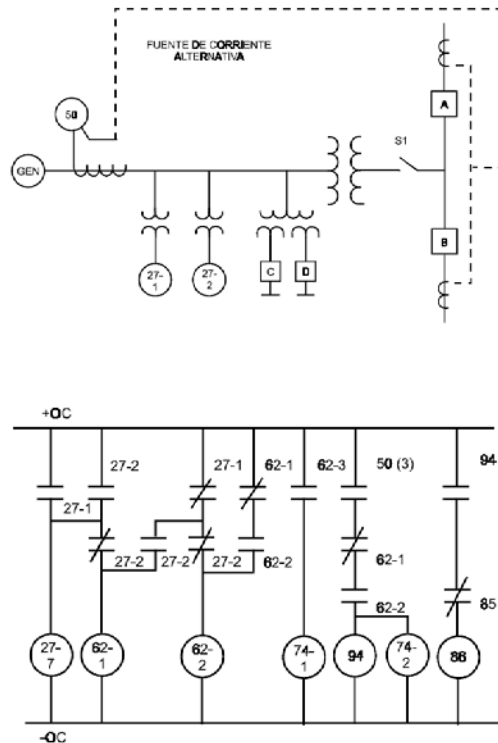
- Direccionales de Sobrecorriente
- Sobrecorriente controlado por frecuencia
- De distancia con arranque de sobrecorriente
- Sobrecorriente controlado por tensión

A continuación se detallará la protección de sobrecorriente controlado por tensión (50/27), la cual es la más utilizada en nuestro medio.

Esta protección usa relés de baja tensión (27) para controlar a relés de sobrecorriente instantáneos (50), los relés de sobrecorriente están en funcionamiento cuando la máquina está desconectada y se desconectan automáticamente cuando la máquina se conecta al sistema.

Los relés de tensión 27 son ajustados generalmente en el 85% de la tensión nominal y los relés de sobrecorriente son calibrados para responder a corrientes del 50% o menos de la corriente mínima vista desde la energización accidental.

Además para el correcto funcionamiento de este esquema también se usan relés de retardo de tiempo 62 para evitar que la protección opere incorrectamente, tal como se muestra en la figura 1.26.



**Figura 1.26. Esquema de protección (50/27) y su circuito de control.**

Fuente: Tutorial IEEE para Protección de Generadores Síncronos.

#### 1.4.1.11. Protección contra motorización (32)

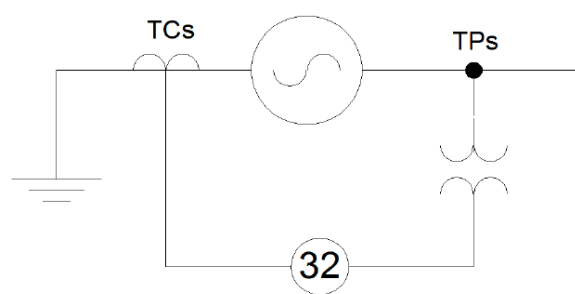
La condición de motorización en un generador se da cuando la potencia entregada por la turbina es menor a la potencia necesaria para superar las pérdidas eléctricas y mecánicas que se presentan en el generador, por lo que el generador comienza a absorber potencia activa del sistema y se convierte en un motor síncrono.

Esta condición se puede dar también si se pierde repentinamente la fuente de energía motriz mientras el generador aún está conectado al SEP.

Si se llega a la condición de motorización, esta puede ocasionar graves daños especialmente a la turbina de la máquina.

Esta protección utiliza un relé que mide la potencia activa que consume el generador cuando éste trabaja como motor, mediante señales de tensión y corriente, el relé operará cuando el valor de potencia medido sea mayor al fijado en el relé.

En la figura 1.27 se muestra el esquema de conexión de esta protección.



**Figura 1.27. Protección contra motorización (32).**

Fuente: Protecciones eléctricas del generador. Beckwith Electric.

Hay que tener en cuenta que para generadores hidráulicos el relé de protección tiene que ser bastante sensible, ya que la potencia de motorización es muy pequeña, del orden de 0.2-2% de la potencia nominal.

#### **1.4.1.12. Protección contra Sobretensión y Baja tensión (59/27)**

Esta protección aparte de proteger al generador fue ideada para proteger a los equipos eléctricos que se encuentran conectados a éste, como por ejemplo todos los sistemas auxiliares del generador.

La condición de sobretensión es la más crítica de las dos, ya que esta puede causar un daño en el aislamiento de la máquina y esto puede desencadenar más fallas en el generador.

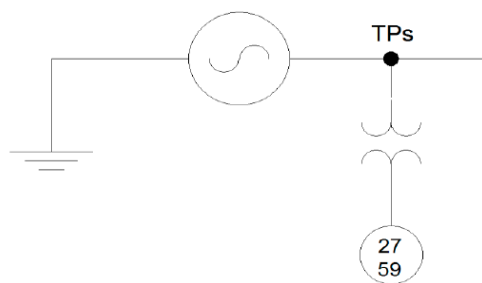
Las sobretensiones generalmente son causadas por el mal funcionamiento del regulador de tensión, sobrevelocidad, pérdida súbita de carga o sobretensiones debido a maniobras.

En cambio la baja tensión es causada por el mal funcionamiento del regulador de tensión, fallas cercanas no despejadas, incremento de la carga. Esta condición puede ocasionar inestabilidad en sistema, sobrecorrientes, consumo de potencia reactiva del sistema y daños en los equipos conectados al generador.

El relé de sobretensión 59 mide la tensión fase-fase o fase-neutro, y si detecta una sobretensión muy elevada se produce la actuación del relé con un corto tiempo de retardo, mientras que si la sobretensión no es muy elevada, el retardo de tiempo es mayor, este retardo de tiempo se define para que el regulador de tensión tenga tiempo de actuar antes que actúe el relé.

El relé de baja tensión 27, es similar al relé de sobretensión, solo que este se activa al detectar una tensión por debajo de su punto de calibración; al igual que el relé 59 a éste también se tiene que fijar retardos de tiempo, para que el regulador de tensión pueda actuar.

En la figura 1.28 se indica la conexión de esquema de protección.



**Figura 1.28. Protección contra sobretensión (59) y baja tensión (27).**

Fuente: Protecciones eléctricas del generador. Beckwith Electric.

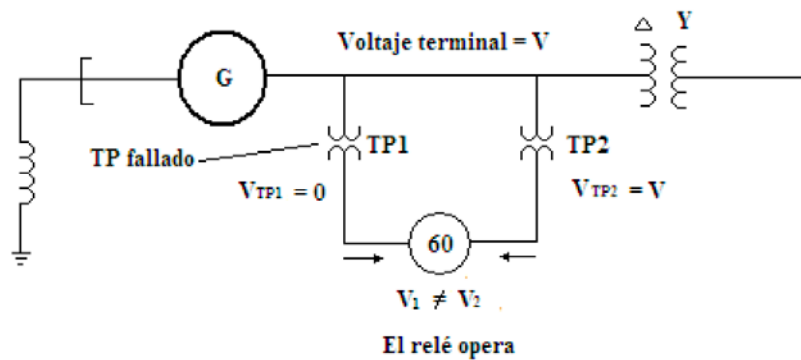
#### 1.4.1.13. Protección contra desbalance de tensión (60)

Esta protección también es conocida como protección contra pérdida de señal de TP's, su principal función es detectar si existen fallas en los TP's. La pérdida de señal en los TP's se da principalmente por la quema de los fusibles de éste.

Si se pierde la señal de un TP puede hacer que protecciones que reciben señal de éste actúen erróneamente, o si es el TP del regulador de tensión, puede hacer que éste funcione erróneamente e incremente la tensión de la máquina, haciendo actuar a otras protecciones erróneamente.

Los generadores por lo general usan dos o más grupos de TP's, uno para el regulador de tensión y otros para las diferentes protecciones del generador, el relé contra desbalance de tensión 60, compara las tensiones de dos grupos de TP's y si existiera alguna falla en alguno, se produciría una diferencia en las señales conectadas al relé 60, lo que activará el relé.

Si existiera alguna falla en los TP's del regulador de tensión se producirá una alarma y el regulador de tensión pasará a modo manual, mientras que si se produjera una falla en los TP's de protección se daría una alarma y desactivará las protecciones correspondientes. En la figura 1.29 se muestra la conexión de esta protección y lo que sucedería si se diera alguna falla.



**Figura 1.29. Esquema de protección contra desbalance de tensión (60).**

Fuente: Protección de generadores eléctricos. Calero Freire Iván.

El ajuste para los relés de desbalance de tensión suele ser del 15% de desbalance entre las tensiones de los dos grupos de TP's.

#### 1.4.1.14. Protección contra sobreexcitación (24)

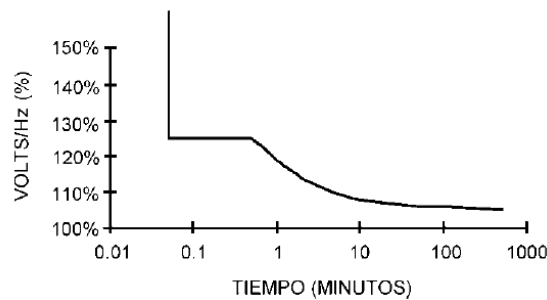
La condición de sobreexcitación se da cuando la relación de tensión a frecuencia (Volt/Hertz) aplicado a los terminales de la máquina excede su valor de diseño, que en generadores suele ser 1.05 pu (en bases del generador).

Cuando la relación V/Hz es excedida ocurre una saturación en el núcleo magnético, provocando una inducción de flujo de dispersión en componentes no laminados, por lo tanto la protección de sobreexcitación se diseña para evitar niveles excesivos de densidad de flujo magnético en el generador o transformador.

El flujo de dispersión induce corrientes parásitas en el estator, lo ocasiona incrementos de temperatura, provocando a su vez un deterioro en el aislamiento entre las láminas que forman el estator.

La sobreexcitación se da mayormente en el momento de arranque y parada de la máquina, ya que en estos escenarios se tiene una frecuencia menor a la nominal pero la tensión es la nominal, debido a la actuación del regulador de tensión.

Los generadores tienen curvas características que nos indican los límites de la capacidad de sobreexcitación de corta duración, la cual hay que tener muy en cuenta para calibrar el relé de pérdida de excitación 24, en la figura 1.30 se indica una curva del límite para la operación de V/Hz para un generador.

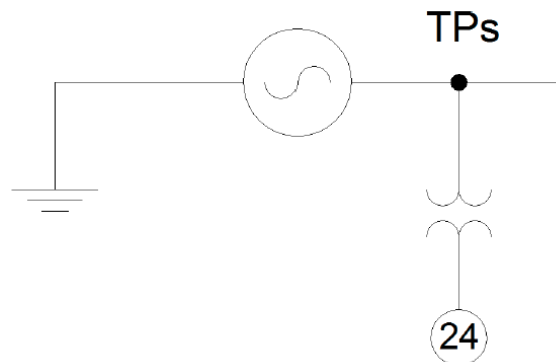


**Figura 1.30. Curva del límite para la operación de V/Hz para un generador.**

Fuente: Tutorial IEEE para Protección de Generadores Síncronos

Existen dos tipos de relés de sobreexcitación, de tiempo definido y de tiempo inverso, estos tienen que ser calibrados de acuerdo con su curva de operación de V/Hz y con un retardo de tiempo para evitar actuaciones erróneas por transitorios del sistema.

La conexión del relé de protección contra sobreexcitación se indica en la siguiente figura.



**Figura 1.31. Protección contra sobreexcitación 24**

Fuente: Protecciones eléctricas del generador. Beckwith Electric.

#### 1.4.1.15. Protección contra falla del interruptor (50BF)

Esta protección considera el caso en el que alguna falla haya ocurrido y su respectivo relé haya dado la orden de abrir el interruptor, pero éste no se abre. Esto puede deberse a fallas eléctricas y mecánicas, tanto dentro del interruptor o dentro de su sistema de control.

Si esto sucede y no se logra abrir el interruptor, puede causar graves daños en el generador, estos dependen de la causa por la que se mandó a abrir el interruptor, es decir, los daños que se pueden ocasionar en el generador depende de la protección que actuó.



Si no se logra abrir el interruptor a tiempo puede causar la destrucción del generador e incluso llevar al colapso del sistema, si es que el generador aporta gran cantidad de potencia.

Esta protección lo que hace es ordenar a otros interruptores que se abran, los cuales al abrirse deben también desconectar el generador del sistema y lo que se suele hacer es transferir la orden de apertura a interruptores que se encuentran aguas debajo del interruptor que falló.

Esta protección tiene que controlar si el relé se abrió o no mediante la supervisión de los contactos auxiliares del interruptor.

Para el esquema de protección hay que tener en cuenta que a los interruptores de respaldo hay que darles un retardo de tiempo para permitir que el interruptor principal actúe y hacer que el interruptor de respaldo no actúe innecesariamente.

Esta protección básicamente es un esquema de contingencia en caso de que el interruptor principal falle.

#### **1.4.2. Protección de Transformadores**

El transformador es una máquina fundamental en los sistemas eléctricos de potencia, por lo que un sistema de protecciones que mantengan a los transformadores trabajando de manera correcta y segura es indispensable.

En comparación con los generadores, los transformadores no están sometidos a tantas anomalías que le puedan causar daño.

Las principales anomalías que pueden afectar a los transformadores son:

- Cortocircuito entre fases
- Cortocircuito de fase a tierra
- Cortocircuito entre espiras de un devanado
- Fallas en el núcleo
- Fallas en el tanque
- Fallas no despejadas en el sistema

##### **1.4.2.1. Protección diferencial (87T)**

Ésta es una de las protecciones más importantes para los transformadores, es muy similar a la protección diferencial del generador (87G), solo que en este caso las corrientes medidas en el secundario y el primario del transformador de





potencia no son iguales, debido a la naturaleza misma del transformador, por lo que se tiene que usar TC's con diferentes relación de transformación para lograr que sus corrientes secundarias sean del mismo valor y puedan ser comparadas.

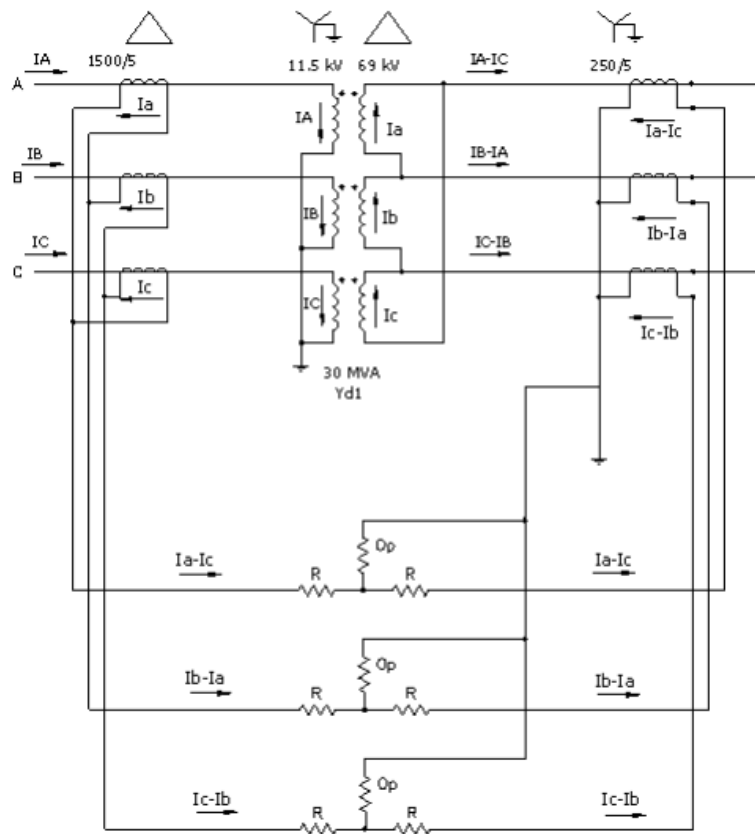
El principio de funcionamiento también es el mismo al que se indicó en la protección diferencial para generadores.

Esta protección es capaz de detectar cortocircuitos entre fases, cortocircuitos a tierra e incluso es capaz de detectar cortocircuitos entre espiras, ya que al ocurrir una falla de este tipo, lo que sucede es que la relación de transformación se altera y por lo tanto la corriente en el devanado con falla también cambiará, por lo que existirá una diferencia entre las corrientes secundarias de los TC's y hará actuar a la protección.

Para mayor confiabilidad de esta protección, se utiliza la protección diferencial de porcentaje, que al igual que con los generadores nos ayuda a diferenciar entre una corriente de una falla interna y una corriente generada por la saturación de los TC's.

Hay que tener en cuenta para la selección de la pendiente de los relés diferenciales porcentuales que el cambio de taps puede incrementar la corriente hasta en un 10%.

En la figura 1.32 se muestra la conexión de una protección diferencial porcentual para transformadores.



**Figura 1.32. Protección diferencial 87T**

Fuente: Protecciones de Sistemas Eléctricos. Ramírez Castaño S.

Un aspecto importante a tener en cuenta para la conexión de la protección diferencial, es la forma en la que está conectado el transformador de potencia, ya que según esto se tiene que escoger la forma correcta de conectar los TC's, para compensar el desplazamiento de fase que surgen con conexiones estrella-delta o delta-estrella en el transformador de potencia.

#### 1.4.2.2. Protección Sobrecorriente (50/51)

La protección contra sobrecorrientes es principalmente usada como respaldo de la protección diferencial y también para proteger al transformador contra fallas externas no despejadas, las cuales pueden causar un sobrecalentamiento en los devanados del transformador y causar graves daños en el aislamiento de estos.

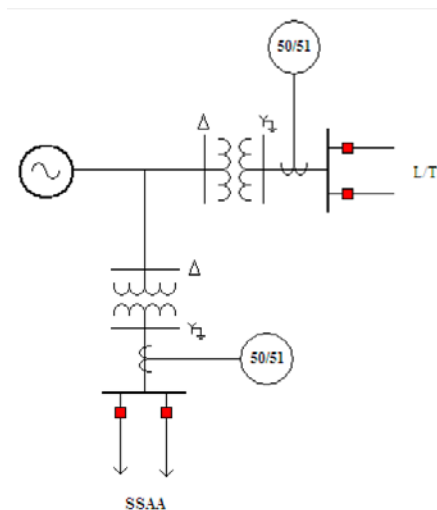
El relé de sobrecorriente temporizado 51, por lo general se calibra con un valor de corriente de arranque de entre 125% y 150%, considerando la condición de sobrecarga y la corriente de magnetización (Inrush).

Siempre, a este relé se le tiene que coordinar con los relés aguas abajo del transformador, para evitar que este actúe innecesariamente.

La característica de tiempo inverso de este relé se debe seleccionar de tal forma que no le permita al transformador trabajar por encima de su curva de daño.

En el relé de sobrecorriente instantáneo, en cambio, la corriente de operación debe ser superior a la máxima corriente de falla simétrica externa al transformador, con el fin de que esta opere antes que las protecciones propias del sistema, además, para elección de la corriente de arranque se tiene que considerar la corriente de Inrush. Un valor típico para la corriente de arranque de este relé suele ser el 175% de la máxima corriente de falla.

A continuación se presenta la conexión de los relés para la protección de sobrecorriente.

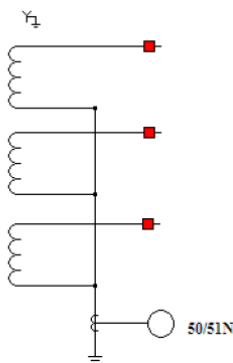


**Figura 1.33. Esquema de protección contra sobrecorrientes (50/51).**

Fuente: Protección de generadores eléctricos. Calero Freire Iván.

#### 1.4.2.3. Protección Sobrecorriente a Tierra (50/51N)

Esta protección se basa en la medición de corrientes de secuencia cero en el neutro del transformador, que surgen cuando ocurre una falla a tierra en los devanados del transformador, su esquema de conexión se indica en la figura 1.34 y se la realiza en el devanado del transformador conectado en Y, la característica de tiempo inverso se selecciona de acuerdo a los estudios de cortocircuito y también se deben coordinar con las protecciones existentes tanto del transformador, como las existentes en subestación de la central.



**Figura 1.34. Conexión de la protección de sobrecorriente a tierra (50/51N).**

Fuente: Protección de generadores eléctricos. Calero Freire Iván.

#### 1.4.2.4. Válvula de sobrepresión (SPR)

Esta protección se utiliza básicamente para detectar cortocircuitos entre espiras en transformadores sumergidos en aceite, basa su funcionamiento en el hecho de que cuando ocurre un cortocircuito en las espiras de un mismo devanado se produce un arco eléctrico el cual descompone el aceite en gases, y esto incrementa la presión interna del transformador haciendo que el relé actúe.

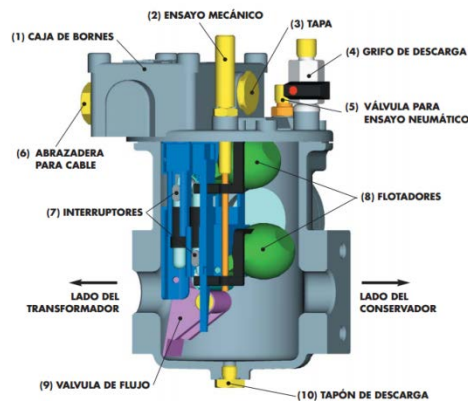
Estos son muy sensibles y bastante rápidos, por lo que son muy usados para la detección de las fallas internas en los transformadores.

#### 1.4.2.5. Relé de acumulación de gas o Buchholz

Este relé es usado en transformadores que utilizan aceite para su refrigeración y tienen un tanque conservador, este relé puede detectar fallas internas y bajo nivel de aceite, está ubicado en la tubería que une el tanque conservador y el tanque del transformador.

El relé tiene dos formas de actuación, la primera para detectar pequeñas fallas internas, debido a la acumulación de gases en la parte superior del relé y fuerza a que el nivel de aceite baje, esto cierra un contacto del relé que hace que dispare una alarma de aviso; este mismo esquema es usado para la detección de bajo nivel de aceite.

La segunda forma de actuación es para cuando ocurren fallas de mayor magnitud, las cuales producen gases de manera súbita y el aceite fluye rápidamente hacia el tanque conservador, esta rápida circulación de aceite cierra otro contacto del relé que hace que abra el interruptor del transformador desconectando al transformador del sistema.



**Figura 1.35. Estructura interna de un relé Buchholz.**

Fuente: Catálogo COMEM

#### 1.4.2.6. Detectores de temperatura

Estos generalmente usan sensores de temperatura instalados en los devanados del transformador para medir su temperatura y poder detectar sobrecargas o fallas en los sistemas de refrigeración, estos sensores por lo general activan una alarma para poder tomar acciones correctivas.

#### 1.4.2.7. Relé de imagen térmica

Estos relés también se usan para censar la temperatura a la cual está trabajando el transformador, consiste de una resistencia inmersa en el aceite del transformador, la cual está conectada a TC's ubicados en la salida del transformador, el calentamiento de la resistencia es medida con un sensor de temperatura para activar una alarma o desconectar el transformador si supera cierto valor fijado.

### 1.5. CONFIABILIDAD DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

Una de las características esenciales para el correcto funcionamiento del SEP es la confianza que podemos depositar en el sistema de protecciones, para que éste opere de manera selectiva, rápida y segura, pero por los diferentes parámetros de ajuste, algoritmos de operación, y características propias del diseño de los equipos de protección, cabe la posibilidad de que existan fallas.

Es casi imposible prever las posibles fallas a las que podría verse sometido un sistema de protecciones, pero gracias a los relés IED's en la actualidad tenemos un registro de eventos, oscilogramas y un autodiagnóstico donde podemos ver lo que sucedió con el relé durante una falla o perturbación en el SEP, esto también presta la oportunidad para que se realicen pruebas de laboratorio donde podemos reproducir nuevamente los eventos que permite hacer un análisis más exhaustivo de la operación de los relés de protección.



### 1.5.1. Tipos de errores en los sistemas de protecciones

Existen dos tipos de errores en los sistemas de protecciones:

- Operaciones incorrectas
- Fallas de Operación

#### 1.5.1.1. Operaciones incorrectas

Se dan cuando se realiza un disparo indeseado del relé de protecciones, es un evento que posee una gran aleatoriedad, ya puede ser causado por varias razones, tanto por defectos dentro del esquema de protecciones que pueden comprometer varias de las funciones de protección, como por eventos externos a su zona de protección.

Pueden provocar que varios relés de protección se disparen, aun cuando estos no estén comprometidos a la falla, en lo que se denominaría una cascada, esto comprometería severamente la operación del SEP y dependiendo del momento en que se presenten podrían incluso provocar un colapso del sistema si se da la salida de unidades de generación o líneas de interconexión importantes durante picos de demanda.

En el peor de los casos se podrían dar operaciones incorrectas de forma simultánea y completamente aleatoria en distintos puntos de la red, esto comprometería severamente la disponibilidad del servicio principalmente en los picos de demanda, cuando se dé este caso debe ser corregido lo antes posible.

Las operaciones incorrectas eliminan totalmente la selectividad, sensibilidad y confiabilidad en el sistema de protecciones

Para corregir las operaciones incorrectas se debe realizar un análisis e investigación del evento de manera exhaustiva, ya que pueden aparecer de forma aleatoria en uno o más relés e involucrando una o más funciones de protección y no necesariamente obedecen a un problema de inestabilidad en la red, por lo que provocan un alto grado de incertidumbre.

*“En algunos casos incluso podría resultar más conveniente inhabilitar por completo la función que está operando en forma incorrecta y apoyarse en la operación correcta de los respaldos tanto locales como remotos”. [5]*

#### 1.5.1.2. Fallas de Operación

Se da cuando el relé de protecciones no actúa frente a una falla o perturbación, por lo tanto se tiene la ausencia de disparos, alarmas y bloqueos en el sistema de protecciones haciéndolo totalmente obsoleto. Pueden ser causadas por problemas de sensibilidad de los ajustes de protección, errores de cálculo



durante la selección de ajustes, saturación de los órganos de medición o errores de interpretación de los algoritmos responsables de la activación de una función específica de un relé o modelo de relé en particular.

Las fallas de operación son críticas, ya que hacen que la falla o perturbación sean permanentes en el sistema, esto podría obligar a despejar la falla utilizando respaldos remotos, con la consecuente expansión de la zona de protección o incluso la indisponibilidad del servicio ante fallas momentáneas en caso de errores de recierre.

Las fallas de operación comprometen la rapidez y la selectividad de los sistemas de protecciones.

*“Las fallas de operación son hasta cierto punto más fáciles de detectar y analizar, precisamente porque aparecen bajo condiciones de contingencia del sistema de potencia, esto permite hasta cierto punto la reconstrucción del evento que puso en evidencia el error en la confiabilidad. Con lo anterior, se pueden generar una serie de pruebas que permiten evidenciar el punto de no operación del relé. Al mismo tiempo, se podría reforzar momentáneamente el esquema de protección mediante la colocación o activación provisional de funciones de respaldo que cubran la falla de operación en caso de un evento futuro durante el proceso de análisis”. [5]*

### **1.5.2. Modos de Fallo en Relés Electromecánicos y de Estado sólido**

Los relés de protecciones electromecánicos y de estado sólido están expuestos a presentar fallas, los relés IED's disminuyen su probabilidad de falla por su autodiagnóstico.

Dentro de las causas principales de los fallos que pueden ocurrir en los relés electromecánicos están:

- El Desgaste de Contactos
- Fallos en los Bobinados

Los relés de estado sólido tienen mayor fiabilidad, pero esto no los hace ajenos a las fallas, la principal causa de fallos en estos relés es el "Desgaste" del Optoacoplador.

#### **1.5.2.1. Desgaste de Contactos en los Relés Electromecánicos**

Los contactos son parte primordial de los relés electromecánicos, pero también son las partes más expuestas a desgaste por verse sometidos a factores como los valores de la tensión y la corriente aplicados a ellos, el tipo de carga, la frecuencia de trabajo, la atmósfera, la disposición y el rebote. Esto lleva a





cambios drásticos en el material del contacto produciendo su degradación a largo plazo.

Los problemas que se presentan cuando se da este desgaste son la degradación del metal entre los contactos y la soldadura de los contactos o el rápido incremento de la resistencia del contacto.

Uno de los factores clave para el desgaste de los contactos es el valor y duración del arco, la corriente generada durante los tiempos de apertura y cierre de los contactos, a la cual denominaremos corriente de ráfaga, puede afectar enormemente a su vida útil.

A continuación mostramos la tabla 1.1 que proporciona una lista de los diferentes tipos de cargas y la corriente de ráfaga en el relé que deberán manejar cuando se conmutan éstas.

Tipo de Carga	Corriente de Ráfaga
Resistiva	Corriente en estado estable
Motor	5 a 10 veces la corriente en estado estable
Lámpara incandescente	10 a 15 veces la corriente en estado estable
Lámpara de mercurio	Hasta 3 veces la corriente en estado estable
Lámpara de vapor de sodio	1 a 3 veces la corriente en estado estable
Capacitiva	20 a 40 veces la corriente en estado estable
Transformador	5 a 10 veces la corriente en estado estable

**Tabla 1.1. Corriente de ráfaga según el tipo de carga.**

Fuente: IXYS. (2014). Hoja de aplicación AN-145ES-R03: Ventajas de los Relés de Estado Sólido Respecto a los Relés Electromecánicos. USA.

*“En el caso de cargas reactivas, la corriente de ráfaga en el momento del cierre del circuito puede ser lo suficientemente grande como para ocasionar un desgaste sustancial del contacto y, en algún punto, los contactos podrían soldarse”. [6]*

Las cargas de corriente continua son otro problema ya que estas al no alternar, como en el caso de una carga de corriente alterna, lleva a un esfuerzo en una única dirección constante al contacto, lo que puede llevar a cambios en la resistencia y un fallo prematuro con contactos atascados.

#### **1.5.2.2. Fallos en los Bobinados de los Relés Electromecánicos**

Los bobinados en cortocircuito que pierdan sus características pueden ser el origen de una falla en los relés electromecánicos.

El calor excesivo en el aislamiento de la bobina puede ocasionar que los bobinados se acorten cambiando sus características y acercándolos al



cortocircuito. En otro de los caso podemos tener sobrecorrientes o sobretensiones que abran el bobinado, también se ocasionan si el propio circuito de gobierno del relé falla o está sujeto a transitorios.

### **1.5.2.3. El "Desgaste" del Optoacoplador en los Relés de Estado Sólido**

Los optoacopladores o dispositivos optoelectrónicos no son más que los encapsulados del conjunto de un diodo LED y un sensor de luz, que son usados como aislamiento en los relés de estado sólido. Muchas veces los problemas que pueden presentar estos son en la fabricación o con el cambio de los parámetros electroópticos a largo plazo. Al utilizar un diodo LED se pensaba que éste podría sufrir un desgaste, sin embargo, los estudios realizados han comprobado la vida útil de los LED's, aun así el LED dentro de los optoacopladores es un factor limitante de los relés de estado sólido.

## **1.6. BIBLIOGRAFIA DEL CAPITULO 1**

- [1] R. Mason, *El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores*, Mexico DF: Continental, 1990.
- [2] S. Ramírez, *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2006.
- [3] IEEE, *Tutorial IEEE Protección de Generadores Sincrónicos*, Buenos Aires: Integratech, 2011.
- [4] I. Calero, *Protección de Generadores Eléctricos Mediante Relés Microprocesados Multifuncionales*, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2008.
- [5] Cordero, «Análisis de Operaciones Incorrectas y Fallas de Operación en los esquemas de protección del Sistema Eléctrico Costarricense,» San Jose, 2011.
- [6] IXYS, «Hoja de aplicacion AN-145ES-R03: Ventajas de los Relés de Estado Sólido Respecto a los Relés Electromecánicos,» 2014.



## **CAPÍTULO 2 : ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL MOLINO**

### **2.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CENTRAL MOLINO**

La central Molino fue construida en dos etapas, la primera conocida como “Fase A-B” fue construida entre 1976 y 1983, esta tiene cinco unidades generadoras de 100 MW, las cuales se conectan con su respectivo transformador elevador, el cual eleva la tensión de 13.8 kV a 138 kV. La segunda etapa es la “Fase C”, esta fue construida entre 1985 y 1991, consta de 5 unidades generadoras de 115 MW las cuales se conectan a sus respectivos transformadores que elevan la tensión de 13.8 kV a 230 kV.

Los estatores de los generadores tanto de la fase A-B como de la fase C conectan sus neutros a tierra mediante transformadores monofásico, los cuales, en su lado de baja tensión, tiene conectada una resistencia de  $0.38 \Omega$  y  $0.077\Omega$  respectivamente.

La energía generada en la central se evacua por la subestación Molino, que tiene dos barras de 138 kV y dos barras de 230 kV, las unidades de la fase A-B mediante sus transformadores de potencia se conectan a las barras de 138 kV, estas barras también se conectan con las barras de 230 kV utilizando autotransformadores que elevan la tensión de 138 kV a 230 kV; mientras que las unidades de la fase C se conectan a las barras de 230 kV directamente a través de sus transformadores de potencia, tal como se indica en el Anexo 1.

Cada unidad de generación tiene un transformador de excitación, un transformador de servicios auxiliares y un transformador de puesta a tierra.

Todas las características técnicas de estos elementos se describen a continuación:

#### **2.1.1. Unidad de Generación**

En la central Molino existen dos tipos de generadores, los de la fase A-B y los de la fase C, los generadores de la fase A-B son de fabricación alemana de marca Siemens, mientras que los generadores de la fase C son de fabricación italiana de marca Ansaldo Marelli, estos están acoplados a turbinas hidráulicas tipo Pelton de eje vertical que tienen 6 inyectores; en la siguiente tabla se indican más detalles de los generadores.



GENERADORES		
Datos Técnicos	Fase A-B	Fase C
Marca	Siemens	Ansaldo Marelli
Potencia (MW)	100	115
Tensión Nominal (kV)	13.8	13.8
Corriente Nominal (A)	4643.9	5342.6
Frecuencia Nominal (Hz)	60	60
Factor de Potencia	0.9	0.9
Tipo de Aislamiento	B	F
Conexión del Estator	Estrella	Estrella
Tipo de Rotor	Polos Salientes	Polos Salientes
Número de Polos	20	20
Velocidad Nominal (rpm)	360	360
Reactancia Transitoria $X_d'$	0.35	0.2805
Reactancia Subtransitoria $X_d''$	0.0975	0.1992

**Tabla 2.1. Características técnicas de los generadores de la central Molino.**

Fuente: Elaboración propia

### 2.1.2. Transformadores.

En las siguientes tablas mostramos los datos técnicos de los transformadores de la central Molino, tanto de los transformadores de potencia que elevan la tensión de las unidades generadoras, así como de los transformadores de excitación y de servicios auxiliares.

TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
Datos Técnicos		Fase A-B	Fase C
Potencia Nominal (MVA)		114	134
Capacidad efectiva (MW)		100	115
Angulo de Conexión	Alta Tensión	Yn1	Yn11
	Baja Tensión	D	D
	Angulo de fase	30°	330°
Tensión nominal	Alta Tensión (kV)	138	230
	Baja Tensión (kV)	13,8	13,8
TAP's	Mínima	- 2	- 2
	Máxima	+ 2	+ 2



**Tabla 2.2. Características técnicas de los transformadores de potencia de la central Molino.**

Fuente: Elaboración propia

TRANSFORMADORES DE EXCITACIÓN			
Datos Técnicos		Fase A-B	Fase C
Potencia (kVA)		195	270
Tensión nominal	Alta Tensión (kV)	13.8	13.8
	Baja Tensión (V)	324	430
Tipo de conexión		YnD1	YnD11

**Tabla 2.3. Características técnicas de los transformadores de excitación de la central Molino.**

Fuente: Elaboración propia

TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES			
Datos Técnicos		Fase A-B	Fase C
Potencia (kVA)		315	400
Tensión nominal	Alta Tensión (kV)	13.8	13.8
	Baja Tensión (V)	480	480
Tipo de conexión		DYn1	DYn1

**Tabla 2.4. Características técnicas de los transformadores de potencia de la central Molino.**

Fuente: Elaboración propia

### 2.1.3. Servicios Auxiliares

#### 2.1.3.1. Servicios Auxiliares de Corriente Alterna de la Central

Los servicios auxiliares eléctricos de corriente alterna de la central son alimentados desde el centro de fuerza de la central. Este centro en condiciones normales es alimentado en 480 V por dos transformadores de 750 kVA conectados al centro de fuerza SPC en 13.8 kV de la central.

En condiciones de emergencia, con indisponibilidad simultánea de los bancos de autotransformadores, los servicios auxiliares son alimentados por un generador de emergencia de 400 kW, 480 V y 60 Hz, accionado por turbina hidráulica tipo Pelton, que se conecta a la barra B del centro de fuerza de la central a través del interruptor 452-D.

Los equipos principales que componen los servicios auxiliares en corriente alterna de la Central son los siguientes:

- 1 Centro de fuerza de la central con 2 barras (A y B) de 480Vca, 1600A, alimentado desde el centro de fuerza SPC, ubicado en el patio de maniobra de la subestación.



- 1 Centro de carga para cada unidad generadora (10) en 480 Vca, 60 Hz, que puede ser alimentado por la propia unidad generadora (con esta en operación) o por el centro de fuerza de la central, en caso de que la unidad no esté excitada.
- 1 Centro de carga de la central, en 480 Vca, 60 Hz, para las cargas generales: Cargadores de baterías, iluminación, compresores de aire, calentadores, sistemas de ventilación, bombas de drenaje, tomas de fuerza, sistemas de aguas servidas, etc.

### 2.1.3.2. Servicios Auxiliares en Corriente Continua de la Central

Los equipos principales que componen los servicios auxiliares en corriente continua de la central son los siguientes

- 1 Centro de cargas de 125 Vcc para los equipos y sistemas de la fase A-B, suplido por un banco de baterías de 400 Ah y dos cargadores de 480 Vca, 125 Vcc.
- 1 Centro de Cargas de 125 Vcc para los equipos y sistemas de la fase C, suplido por un banco de baterías de 500 Ah y dos cargadores de 480 Vca, 125 Vcc.

## 2.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL MOLINO

Como ya se mencionó en el capítulo uno los principales dispositivos de los sistemas de protección son los relés de protección, ya que estos son los encargados de detectar si existe o no una falla; es así que primero vamos a enumerar las diferentes funciones de protección que están implementadas en central, para luego ver los diferentes elementos que conforman el sistema de protecciones.

Los relés de protecciones instalados en la fase A-B son de tecnología electromecánica y cumplen con las siguientes funciones de protección:

Funciones de Protección en la Fase A-B Generador	
Designación	Función
27-GM	De Baja tensión



40-GM	Pérdida de campo
46-GM	De Secuencia negativa
49-GMS	Protección térmica
51-GMV	De Sobrecorriente con Restricción de Tensión
59-GM	De sobretensión
60-GM	De Balance de tensión
64-GMN	Tierra del neutro del generador
81-GM	De frecuencia
87-GM	Diferencial

**Tabla 2.5. Funciones de protección para los generadores de la fase A-B.**  
Fuente: Elaboración propia

Funciones de Protección en la Fase A-B Transformador de Potencia	
Designación	Función
49 T	Protección térmica
63 T	Relé Buchholz
51 TMN	De sobrecorriente de Falla a Tierra
87 GT	Diferencial del grupo generador-transformador

**Tabla 2.6. Funciones de protección para el transformador de potencia de la fase A-B.**  
Fuente: Elaboración propia

Funciones de Protección en la Fase A-B Transformador de Servicios Auxiliares	
Designación	Función
27 Aux	Protección de baja tensión
51 Aux	De sobrecorriente de tiempo definido
51 N Aux	De sobrecorriente de Falla a Tierra

**Tabla 2.7. Funciones de protección para los transformadores de servicios auxiliares de la fase A-B.**  
Fuente: Elaboración propia

Funciones de Protección en la Fase A-B Transformador de Excitación	
Designación	Función
51 Ex	De sobrecorriente de tiempo definido

**Tabla 2.8. Funciones de protección para los transformador de excitación de la Fase A-B.**  
Fuente: Elaboración propia



<b>Funciones de Protección en la Fase A-B</b> <b>Cables</b>	
<b>Designación</b>	<b>Función</b>
51 – CL	De sobrecorriente del piloto
85-CLPH/CLSY	Relé de hilo piloto
67-US	Sobrecorriente direccional de fase
67-USN	De sobrecorriente direccional a tierra

**Tabla 2.9. Funciones de protección para los cables de la fase A-B.**

Fuente: Elaboración propia

Los relés de protecciones en la fase C utilizan electrónica analógica con componentes de estado sólido con las siguientes funciones de protección implementadas:

<b>Funciones de Protección en la Fase C</b> <b>Generador</b>	
<b>Designación</b>	<b>Función</b>
21G	De mínima impedancia
27G	De baja tensión
40G	Contra pérdida de campo
46G	Contra secuencia negativa
49G	De sobre temperatura
49G-A	De sobre temperatura (respaldo)
59G1	De sobretensión
59G2	De sobretensión
59-81	De sobre flujo magnético
60 A	Circuitos de potencial
64FA	Falla a tierra del campo (alarma)
64FD	Falla a tierra del campo (bloqueo)
59 N	Falla a tierra del estator
64G1	Falla a tierra del estator 90-95%
64G2	Falla a tierra del estator 5-10%
87G	Diferencial del Generador

**Tabla 2.10. Funciones de protección del generador de la fase C.**

Fuente: Elaboración propia

<b>Funciones de Protección en la Fase C</b> <b>Transformador de Potencia</b>	
<b>Designación</b>	<b>Función</b>
26 TW	Protección térmica



63 TGD	Relé Buchholz
51 TN	De sobrecorriente de Falla a Tierra
87 GT	Diferencial del grupo generador-transformador

**Tabla 2.11. Funciones de protección del transformador de potencia de la fase C.**

Fuente: Elaboración propia

Funciones de Protección en la Fase C Transformador de Servicios Auxiliares	
Designación	Función
26 TW	De temperatura de devanado
50-51 UT	De sobrecorriente de tiempo instantáneo y de tiempo inverso
227 U	De Baja tensión

**Tabla 2.12. Funciones de protección del transformador de servicios auxiliares de la fase C.**

Fuente: Elaboración propia

Funciones de Protección en la Fase C Transformador de Excitación	
Designación	Función
50-51 ET	De sobrecorriente de tiempo instantáneo y de tiempo inverso

**Tabla 2.13. Funciones de protección del transformador de excitación de la fase C.**

Fuente: Elaboración propia

Funciones de Protección en la Fase C Cables	
Designación	Función
63 CGB	Relé Buchholz
51	De Sobrecorriente del piloto
85 L	Relé hilo piloto

**Tabla 2.14. Funciones de protección de cables de la fase C.**

Fuente: Elaboración propia

## 2.2.1. Equipos del Sistema de Protección.

### 2.2.1.1. Elementos de Entrada

En este punto vamos a enumerar los diferentes transformadores de corriente y transformadores de potencial que se encuentran instalados en la central Molino tanto para la fase A-B como para la fase C junto con la función de protección asociados a estos.



Transformadores de Medida Fase A-B			
Tipo	Código (Plano)	Número x Relación de Transformación	Función de Protección Asociada
Transformadores de Corriente (TC)	1C	3TC x 6000/5 A	87 GT
	2C	3TC x 6000/5 A	Regulador de Tensión
	3C	3TC x 6000/5 A	87 GM
	4C	3TC x 6000/5 A	87 GM
	5C	3TC x 6000/5 A	Equipos de Medición
	6C	3TC x 6000/5 A	46GM 40GM 51GVM
	7C	3TC x 2000/5 A	85-CLPH/CLSY 51 CL
	8C	3TC x 600/5 A	87 GT
	9C	3TC x 200/5 A	51 TMN
	10C	3TC x 548/2 A	49 T
Transformador de Puesta a Tierra (51 KVA)	1P	1 x 13.8/(0,12 a 0,24) kV	64 GMN
Transformadores de Potencial (TP)	2P	$3TP \times \left(\frac{13,8}{\sqrt{3}}\right) / \left(\frac{0,115}{\sqrt{3}}\right) \text{ kV}$	60 GM 40 GM 51 GVM 59 GM 81 GM 27 GM Equipos de Medición
	3P	$3TP \times \left(\frac{13,8}{\sqrt{3}}\right) / \left(\frac{0,115}{\sqrt{3}}\right) \text{ kV}$	60 GM Regulador de Tensión

**Tabla 2.15. Transformadores de medición de la fase A-B.**

Fuente: Elaboración propia.

Transformadores de Medición Fase C				
Tipo	Código (Plano)	Número x Relación de Transformación	Burden (VA)	Función de Protección Asociada
Transformadores de corriente (TC)	CT 1+3	3TC x 1200/5 A	100	85 L
	CT-N	1TC x 250/5 A	50	51 TN
	CT-UT	3TC x 600/5 A	50	50-51 ET
	CT-1	3TC x 6000/5 A	70	49 G 46G 21G 40 G
	CT-2	3TC x 6000/5 A	70	Equipos de medición
	CT-3	3TC x 6000/5 A	70	87 G
	CT-4	3TC x 6000/5 A	70	87 G



	CT-5	3TC x 6000/5 A	70	Regulador de tensión
	CT-6	3TC x 6000/5 A	70	87 GT
	CT 4+6	3TC x 600/5 A	70	87 GT
Transformador de Puesta a Tierra (65 KVA)	PT-T	1x13.8/(0,12 a 0,24) kV	-	64 G1 64G2
Transformadores de Potencial (TP)	PT-1	$3PT \times \left( \frac{13,8}{\sqrt{3}} \right) / \left( \frac{0,115}{\sqrt{3}} \right) / \left( \frac{0,115}{3} \right) \text{ kV}$	25	60 A 60 B
			70	-
	PT-2	$3PT \times \left( \frac{13,8}{\sqrt{3}} \right) / \left( \frac{0,115}{\sqrt{3}} \right) / \left( \frac{0,115}{3} \right) \text{ kV}$	150	60 B Equipos de Medición
			150	60 A 60 B 60 C 27 G 40 G 21 G 59 G1 59 G2 59/81
			70	59 N

**Tabla 2.16. Transformadores de instrumento fase C.**

Fuente: Elaboración propia

#### 2.2.1.2. Relés de Protección

Como ya se mencionó anteriormente dentro del sistema de protecciones de la central Molino se utilizan dos tipos de relés, relés electromecánicos y relés de estado sólido, estos son los siguientes:

Relés Electromecánicos - Fase A-B			
Marca	Relé	Tipo de Relé	Funciones de protección
MITSUBISHI	CO-8-D	Sobrecorriente AC	51 CL 51 TN 51 Aux 51 N Aux 51 Ex
	HUB 2-D	Porcentual Diferencial (Grupo Generador-Transformador)	87 GT
	HCB-6-D	De Hilo Piloto	85-CLPH/CLSY
	COV-6-D	Sobrecorriente controlado por tensión	51-GMV
	COQ-D	Sobrecorriente de fase de Secuencia negativa	46-GM
	CV-8-D	Sobretensión	64 GMN
	TF-1B	Frecuencia	81 GM



	HAG-2-D	Porcentual Diferencial (Generador)	87 GM
	CV-2-D	Tensión (Baja tensión)	27 GM 27 Aux
	CV-5-V	Tensión (Sobretensión)	59 GM
	HLF-D	Pérdida de Campo	40 GM
	TVM-1	Balance de Tensión de fase	60 GM

**Tabla 2.17. Relés de la fase A-B.**

Fuente: Elaboración propia

Relés de Estado sólido - Fase C			
Marca	Relé	Tipo de Relé	Funciones de protección
ABB	IC 91-3	Sobrecorriente-Tiempo Inverso	50-51 UT 50-51 ET
	DT 92	Diferencial Porcentual Trifásico	87 GT 87 G
	DL 91	Hilo piloto	85 L
	UT 92	Tensión (Baja tensión)	27G
	ZPX 103 a	Reactancia Mínima	40G
	IPX 132b	Secuencia Negativa-Fase	46 G
	TGX 105	Sobrecarga	49G
	I-T-E 49T	I-T-E Extraíble	49 GA
	ZSX 102	Mínima Impedancia	21 G
	UT 91	Tensión (Sobretensión)	59 G1 59 G2
	UBX 117	Falla a Tierra del Estator	59 N 64 G1
	I-T-E 60	Balance de tensión	60 A-B-C
	IWX 161 +YWX111	Detección de falla a tierra del rotor con unidad auxiliar	64 FA
	IWX 161	Detección de Falla a tierra del rotor	64 FD
	I-T-E 27G	Baja Tensión 180Hz	64 G2
	UFX 132	Frecuencia dependiente de Tensión	59/81
	IT 94-1	Corriente Instantáneo y de Tiempo definido de Retraso	51TN

**Tabla 2.18. Relés de estado sólido fase C.**

Fuente: Elaboración propia

### 2.2.1.3. Elementos Accionados

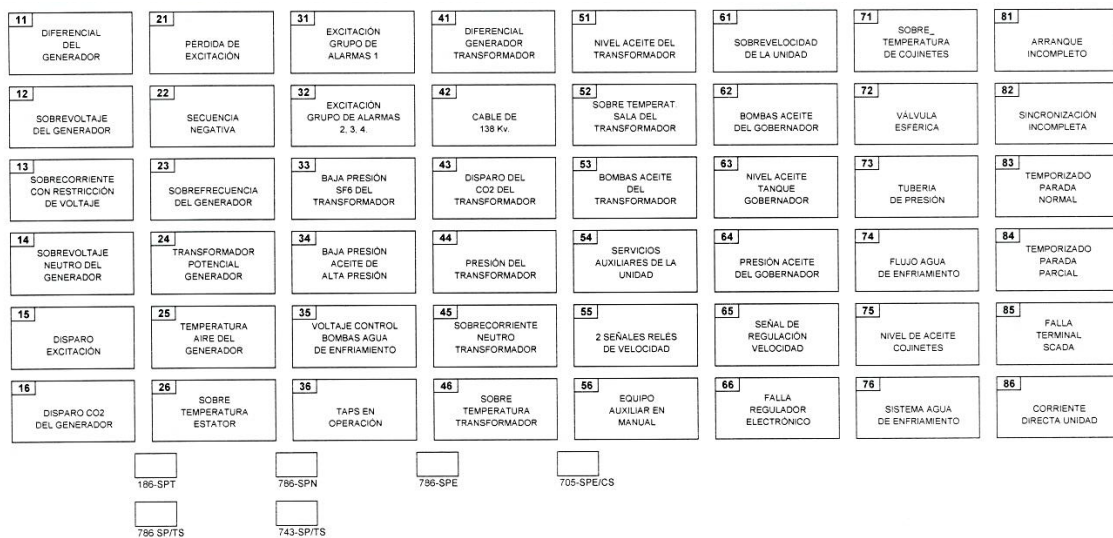
Entre los elementos accionados más importantes están las distintas alarmas que pueden existir junto con sus sistemas de señalización.



La central tiene dividida su sistema de alarmas básicamente en dos grupos, un grupo con alarmas debidas a fallas eléctricas y el segundo grupo con alarmas debidas a fallas mecánicas.

Para visualizar las alarmas activadas existen paneles para cada unidad con todas las alarmas tanto eléctricas como mecánicas en un solo tablero, en estos también se puede diferenciar si la falla ocurrida produce o no una parada de emergencia de la máquina.

En la figura 2.1 mostramos el esquema de los paneles de alarmas para las unidades de la fase A-B:



**Figura 2.1. Panel de alarmas de la fase A-B.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Molino, Unidad de negocio Hidropaute-CELEC EP

En cambio en la figura 2.2 mostramos el esquema de los paneles de alarmas para las unidades de la fase C:



**Figura 2.2. Panel de alarmas fase C**

Fuente: Central Hidroeléctrica Molino, Unidad de negocio Hidropaute-CELEC EP

#### 2.2.1.4. Disyuntores

La diferencia clave entre los disyuntores de las fases A-B y la fase C son la tensión a la que están sometidos, ya que mientras los interruptores de la fase A-B se conectan con la barra de 138 kV los de la fase C se conectan a la barra 230 kV. A continuación mostramos algunos datos técnicos de los disyuntores en la subestación Molino.

DISYUNTORES			
Datos Técnicos		Fase A-B	Fase C
Tipo		Metal-Encerrado (SF6)	Metal-Encerrado (SF6)
Tensión (kV)		138	245
Corriente	Equipo(A)	2000	2000
	Barra Colectora(A)	2000	2000
Máxima corriente de Interrupción (kA)		40	80
Nivel de Aislamiento	Tensión soportada a Frecuencia Industrial (seco) (kV)	310	G.I.S.:395 Bushings:460
	Tensión soportada al Impulso (kV)	650	G.I.S.:950 Bushings:1050
Frecuencia (Hz)		60	60
Tensión de Control VDC (V)		125	125
Presión de SF6 a 20°C	Interruptor	5 Kg/m <sup>2</sup>	4,5 bar
	Equipo	4 Kg/m <sup>2</sup>	4 bar

**Tabla 2.19. Datos técnicos disyuntores.**

Fuente: Elaboración propia.

#### 2.2.1.5. Fuente Auxiliar de Tensión

La fuente de alimentación de los equipos de protección de la central Molino viene de un tablero de subdistribución de unidad a 125 Vcc, este tablero está alimentado por el tablero principal de corriente continua que fue mencionado en el punto 2.1.3.2. Servicios Auxiliares en Corriente Continua de la Central.

#### 2.2.2. Lógica de Disparo del Sistema Protecciones

En las tablas 2.20 y 2.21 se describen la forma de interactuar de los relés de protección con los relés de enclavamiento de la máquina para una parada de emergencia de la unidad. Los relés de enclavamiento para la fase A-B tomando en cuenta la nomenclatura en los diagramas esquemáticos de control y protección de las unidades son:

- Paro parcial de la unidad generadora (705SPA)
- Paro de emergencia por falla en el transformador de elevación (186SPT)





- Paro de emergencia eléctrica (786SPE)
- Paro de Emergencia Mecánico (786SPN)

Fase A-B					
Relés de protección	Descripción	Relés de enclavamiento accionados			
		705SPA	186SPT	786SPE	786SPN
49G	Sobretensión Devanados	X			
186 BU	Diferencial de la barra de la subestación	X			
712UMX	Sobrevelocidad	X			
787 GT	Diferencial grupo generador transformador		X		
151 CL	Sobrecorriente del hilo piloto		X		
185 CLPH	Hilo piloto		X		
163 T	Buchholz Válvula de alivio de presión Disparo de CO2 Presión de SF6		X		
705 SPE/CS	Botón de disparo de emergencia			X	
787 GM	Diferencial del Generador			X	
764 GMN	Falla a tierra del Estator			X	
759 GM	Sobretensión			X	
745 GM	CO2 Generador			X	
751 GMV	Sobrecorriente con Restricción de Tensión			X	
740 GM	Pérdida de Campo			X	
746 GM	Secuencia negativa			X	
151 TMN	Sobrecorriente del Neutro del transformador			X	
781 GM	Frecuencia			X	
786 GMEX	Disparo de la excitación			X	
786 UL	Disparo del transformador de servicios auxiliares			X	
286 SPT	Disparo del Transformador de Potencia			X	
186 SYR-1	Disparo desde la Subestación			X	
763 PK	Baja presión en la tubería				X
733 SVUC	Falla en Válvula de enfriamiento				X
763 GOPT	Baja presión en el tanque del gobernador				X
771 GOPT	Nivel bajo en el tanque del gobernador				X
763 GOR	Mínima presión en el circuito de regulación				X
788 GOQ	Fallas en las Bombas de sistema de acumulación del gobernador				X
727 GOEC	Falla de alimentación del gobernador				X



727 GOECF	Falla de retroalimentación				X
777 SSG	Falla en dos canales de señales de velocidad del gobernador				X
738 TGMT	Sobret temperatura en el cojinete guía de la turbina				X
738 GMLT	Sobret temperatura en el cojinete de soporte del generador				X
738 GUMT	Sobret temperatura en el cojinete superior del generador				X
738 GLMT	Sobret temperatura en el cojinete inferior del generador				X

**Tabla 2.20. Lógica de disparo de la fase A-B.**

Fuente: Elaboración propia

Los relés de enclavamiento para la fase C tomando en cuenta la nomenclatura en los diagramas esquemáticos de control y protección de las unidades son:

- Paro parcial de la unidad generadora (86P)
- Paro de Emergencia Eléctrica (86 E)
- Paro de Emergencia Mecánico (86 M)

Fase "C"				
Relés de protección	Descripción	Relés de enclavamiento accionados		
		86P	86E	86M
21G	Mínima impedancia		X	
40G	Pérdida de campo		X	
46G	Secuencia negativa		X	
49G	Sobret temperatura	X		
49G-A	Sobret temperatura	X		
59G1	Sobretensión		X	
59G2	Sobretensión		X	
59-81	Sobreflujo magnético		X	
64FD	Falla a tierra del campo		X	
59 N	Falla a tierra del estator		X	
64G1	Falla a tierra del estator 90-95%		X	
64G2	Falla a tierra del estator 5-10%		X	
87G	Diferencial del Generador		X	
251 TN	De Sobrecorriente de Falla a Tierra		X	
287 GT	Diferencial del grupo generador-transformador		X	
285 L	Relé hilo piloto		X	
251	De Sobrecorriente del piloto		X	
50-51 UT	Sobrecorriente de tiempo instantáneo y de tiempo inverso		X	



50-51 ET	Sobrecorriente de tiempo instantáneo y de tiempo inverso		X	
763 PK	Baja presión en la tubería			X
733 SVUC	Falla en Válvula de enfriamiento			X
763 GOPT	Baja presión en el tanque del gobernador			X
771 GOPT	Nivel bajo en el tanque del gobernador			X
763 GOR	Mínima presión en el circuito de regulación			X
788 GOQ	Fallas en las Bombas de sistema de acumulación del gobernador			X
727 GOEC	Falla de alimentación del gobernador			X
727 GOECF	Falla de retroalimentación			X
777 SSG	Falla en dos canales de señales de velocidad del gobernador			X
738 TGMT	Sobrettemperatura en el cojinete guía de la turbina			X
738 GMLT	Sobrettemperatura en el cojinete de soporte del generador			X
738 GUMT	Sobrettemperatura en el cojinete superior del generador			X
738 GLMT	Sobrettemperatura en el cojinete inferior del generador			X

**Tabla 2.21. Lógica de disparo de la fase C.**

Fuente: Elaboración propia.

### 2.2.3. Parámetros de calibración

En la Tabla 2.22 y 2.23 vamos a enlistar la calibración actual de los distintos relés de protección tanto de la fase A-B como de la fase C y las contrastamos con la calibración original.

<b>Calibración de los Relés</b>						
<b>Fase A-B</b>						
<b>Protección</b>	<b>Calibración original</b>	<b>Calibración actual por unidad de generación</b>				
		U1	U2	U3	U4	U5
51 CL	Tap 6 Dial 0.5	Tap 3,5 Dial =0,6	Tap 3,5 Dial =0,8	Tap 3,5 Dial =0,85	Tap 3,5 Dial =0,75	Tap 3,5 Dial =0,75
51 TN	Tap 4 Dial 4	Tap 7 Dial =1	Tap 7 Dial =1	Tap 7 Dial =1	Tap 7 Dial =1	Tap 7 Dial =1
87 GT	Tap <sub>H</sub> = 8,7 Tap <sub>L</sub> = 5 Tap = 2.9	Tap <sub>H</sub> = 8,7 Tap <sub>L</sub> = 5 Tap = 2.9	Tap <sub>H</sub> = 8,7 Tap <sub>L</sub> = 5 Tap = 2.9	Tap <sub>H</sub> = 8,7 Tap <sub>L</sub> = 5 Tap = 2.9	Tap <sub>H</sub> = 8,7 Tap <sub>L</sub> = 5 Tap = 2.9	Tap <sub>H</sub> = 8,7 Tap <sub>L</sub> = 5 Tap = 2.9
85- CLPH/CL SY	R <sub>B</sub> = 60 C <sub>R</sub> = 0.47, 2, spare I <sub>A</sub> = 1.2 I <sub>B</sub> = 1.2 I <sub>B</sub> = 1.2 I <sub>D</sub> = 1.2 I <sub>0</sub> = 0.3, spare,STD	R <sub>B</sub> = 60 C <sub>R</sub> = 0.47, 2, spare I <sub>A</sub> = 1.2 I <sub>B</sub> = 1.2 I <sub>B</sub> = 1.2 I <sub>D</sub> = 1.2 I <sub>0</sub> = 0.3, spare,STD	R <sub>B</sub> = 60 C <sub>R</sub> = 0.47, 2, spare I <sub>A</sub> = 1.2 I <sub>B</sub> = 1.2 I <sub>B</sub> = 1.2 I <sub>D</sub> = 1.2 I <sub>0</sub> = 0.3, spare,STD	R <sub>B</sub> = 60 C <sub>R</sub> = 0.47, 2, spare I <sub>A</sub> = 1.2 I <sub>B</sub> = 1.2 I <sub>B</sub> = 1.2 I <sub>D</sub> = 1.2 I <sub>0</sub> = 0.3, spare,STD	R <sub>B</sub> = 60 C <sub>R</sub> = 0.47, 2, spare I <sub>A</sub> = 1.2 I <sub>B</sub> = 1.2 I <sub>B</sub> = 1.2 I <sub>D</sub> = 1.2 I <sub>0</sub> = 0.3, spare,STD	R <sub>B</sub> = 60 C <sub>R</sub> = 0.47, 2, spare I <sub>A</sub> = 1.2 I <sub>B</sub> = 1.2 I <sub>B</sub> = 1.2 I <sub>D</sub> = 1.2 I <sub>0</sub> = 0.3, spare,STD



51-GMV	Tap 2 Dial 5,5 80V	Tap 3.5 Dial 2	Tap 3.5 Dial 2	Tap 3.5 Dial 2	Tap 3.5 Dial 2	Tap 3.5 Dial 2
46-GM	Tap 3,8 Dial 4	Tap 3.8 Dial 2	Tap 3.8 Dial 2	Tap 3.8 Dial 2	Tap 3.8 Dial 2	Tap 3.8 Dial 2
64 GMN	Tap 5.5 Dial 6	Tap 5.5 Dial 0.5	Tap 5.5 Dial 0.5	Tap 5.5 Dial 0.5	Tap 5.5 Dial 0.5	Tap 5.5 Dial 0.5
81U/O GM	Coarse: 60 Fine: 1 Setting=60, 9Hz	Coarse: 60 Fine: 1 Setting=60, 9Hz	Coarse: 60 Fine: 1 Setting=60, 9Hz	Coarse: 60 Fine: 1 Setting=60, 9Hz	Coarse: 60 Fine: 1 Setting=60, 9Hz	Coarse: 60 Fine: 1 Setting=60, 9Hz
87 GM	HA1: 10% HA2: 10% HA3: 10%	HA1: 10% HA2: 10% HA3: 10%	HA1: 10% HA2: 10% HA3: 10%	HA1: 10% HA2: 10% HA3: 10%	HA1: 10% HA2: 10% HA3: 10%	HA1: 10% HA2: 10% HA3: 10%
27 GM	Tap 93 V Dial 1	Tap 93 Dial 1	Tap 93 Dial 1	Tap 93 Dial 1.4	Tap 93 Dial 1	Tap 83 Dial 1
59 GM	Tap 120V Dial 1	Tap 105 Dial 0,8	Tap 105 Dial 1	Tap 105 Dial 1	Tap 105 Dial 1	Tap 105 Dial 1
40 GM	MTA:15% MTA:15% MTB:35% MTB:35% LV:90V LV:90V x5.5	MTA:12% MTA:12% MTB:35% MTB:35% LV:90 LV:90 x5.5	MTA:12% MTA:12% MTB:35% MTB:35% LV:90 LV:90 x5.5	MTA:12% MTA:12% MTB:35% MTB:35% LV:90 LV:90 x5.5	MTA:12% MTA:12% MTB:35% MTB:35% LV:90 LV:90 x5.5	MTA:12% MTA:12% MTB:35% MTB:35% LV:90 LV:90 x5.5
60 GM	T1 = 10% T2 = 10%	T1 = 10% T2 = 10%	T1 = 10% T2 = 10%	T1 = 10% T2 = 10%	T1 = 10% T2 = 10%	T1 = 10% T2 = 10%

**Tabla 2.22. Calibración actual de los relés de la fase A-B.**

Fuente: Elaboración propia.

<b>Calibración de los Relés</b>						
<b>Fase C</b>						
<b>Protección</b>	<b>Calibración original</b>	<b>Calibración actual por unidad de generación</b>				
		U6	U7	U8	U9	U10
50-51 ET	Pick Up: 14 I <sub>1</sub> Pick Up (I <sub>1</sub> ): 0.1 I <sub>N</sub> Dial=0.2	I <sub>B</sub> : 10 I <sub>B</sub> : 2 k x 0.01: 50	I <sub>B</sub> : 10 I <sub>B</sub> : 2 k x 0.01: 50	I <sub>B</sub> : 10 I <sub>B</sub> : 2 k x 0.01: 50	I <sub>B</sub> : 10 I <sub>B</sub> : 2 k x 0.01: 50	I <sub>B</sub> : 10 I <sub>B</sub> : 2 k x 0.01: 50
50-51 UT	Pick Up: 16 I <sub>1</sub> Pick Up (I <sub>1</sub> ): 0.2 I <sub>N</sub> Dial=0.2	I <sub>B</sub> : 16 I <sub>B</sub> : 4 k x 0.01: 20	I <sub>B</sub> : 16 I <sub>B</sub> : 4 k x 0.01: 20	I <sub>B</sub> : 16 I <sub>B</sub> : 4 k x 0.01: 20	I <sub>B</sub> : 16 I <sub>B</sub> : 4 k x 0.01: 20	I <sub>B</sub> : 16 I <sub>B</sub> : 4 k x 0.01: 20
87G	I <sub>N</sub> /I=1.2 T1=5 T2=5 G=20% I	T1=5 T2=5 G=20% I <sub>N</sub>	T1=5 T2=5 G=20% I <sub>N</sub>	T1=5 T2=5 G=20% I <sub>N</sub>	T1=5 T2=5 G=20% I <sub>N</sub>	T1=5 T2=5 G=20% I <sub>N</sub>
87GT	I <sub>N</sub> /I(230kV)=1.84 I <sub>N</sub> /I(13.8kV)=1.08 T1=1 T2=0 G=30% I	T1=1 T2=0 G=30% I <sub>N</sub>	T1=1 T2=0 G=30% I <sub>N</sub>	T1=1 T2=0 G=30% I <sub>N</sub>	T1=1 T2=0 G=30% I <sub>N</sub>	T1=1 T2=0 G=30% I <sub>N</sub>

27G	$U = 104 \text{ V}$ $t = 1 \text{ s}$	$U < x 0.1$ $U_N : 9$ $t \times 0.1 \text{ s} : 20$	$U < x 0.1$ $U_N : 9$ $t \times 0.1 \text{ s} : 20$	$U < x 0.1$ $U_N : 9$ $t \times 0.1 \text{ s} : 20$	$U < x 0.1$ $U_N : 10$ $t \times 0.1 \text{ s} : 20$	$U < x 0.1$ $U_N : 9$ $t \times 0.1 \text{ s} : 20$
40G	$A1 = 90\%$ $A'' = 48\%$ $t = 2 \text{ s}$ $k = 0.775$	$a1 = 80\%$ $a2 = 48\%$ $t = 2 \text{ s}$	$a1 = 80\%$ $a2 = 48\%$ $t = 0 \text{ s}$	$a1 = 80\%$ $a2 = 48\%$ $t = 2 \text{ s}$	$a1 = 80\%$ $a2 = 48\%$ $t = 2 \text{ s}$	$a1 = 80\%$ $a2 = 48\%$ $t = 2 \text{ s}$
46G	$I_{\text{Pick up-1}} = 5\% I_N$ $t_{\text{operacion}} = 5 \text{ s}$ $I_{\text{Pick up-2}} = 17\% I_N$ $t_{\text{operacion}} = 3 \text{ s}$	$I_{\text{INV1}} = 5\%$ $I_N$ $t_1^1 \times 0.5 \text{ s} = 10$ $I_{\text{INV2}} = 17\%$ $I_N$ $t_2^1 \times 1.5 \text{ s} = 2$	$I_{\text{INV1}} = 5\%$ $I_N$ $t_1^1 \times 0.5 \text{ s} = 10$ $I_{\text{INV2}} = 17\%$ $I_N$ $t_2^1 \times 1.5 \text{ s} = 2$	$I_{\text{INV1}} = 5\%$ $I_N$ $t_1^1 \times 0.5 \text{ s} = 10$ $I_{\text{INV2}} = 17\%$ $I_N$ $t_2^1 \times 1.5 \text{ s} = 2$	$I_{\text{INV1}} = 5\%$ $I_N$ $t_1^1 \times 0.5 \text{ s} = 10$ $I_{\text{INV2}} = 17\%$ $I_N$ $t_2^1 \times 1.5 \text{ s} = 2$	$I_{\text{INV1}} = 5\%$ $I_N$ $t_1^1 \times 0.5 \text{ s} = 10$ $I_{\text{INV2}} = 17\%$ $I_N$ $t_2^1 \times 1.5 \text{ s} = 2$
49G	$I = 1.12$	$1.04 \times I_N$	$1.04 \times I_N$	$1.04 \times I_N$	$1.04 \times I_N$	$1.04 \times I_N$
21G	$Z = 1.11 \text{ Ohm}$ $t = 0.5 \text{ s}$	$Z_R = 1.11 \Omega$ $Z_S = 1.11 \Omega$ $Z_T = 1.11 \Omega$ $t = 0.5 \text{ s}$	$Z_R = 1.11 \Omega$ $Z_S = 1.11 \Omega$ $Z_T = 1.11 \Omega$ $t = 0.5 \text{ s}$	$Z_R = 1.11 \Omega$ $Z_S = 1.11 \Omega$ $Z_T = 1.11 \Omega$ $t = 0.5 \text{ s}$	$Z_R = 1.11 \Omega$ $Z_S = 1.11 \Omega$ $Z_T = 1.11 \Omega$ $t = 0.5 \text{ s}$	$Z_R = 1.11 \Omega$ $Z_S = 1.11 \Omega$ $Z_T = 1.11 \Omega$ $t = 0.5 \text{ s}$
59G1	$U_{G1} = 1.25 U_{\text{nominal}}$ $t = 2 \text{ s}$	$U > x 0.1$ $U_N : 14$ $t \times 0.1 \text{ s} : 20$	$U > x 0.1$ $U_N : 14$ $t \times 0.1 \text{ s} : 20$	$U > x 0.1$ $U_N : 14$ $t \times 0.1 \text{ s} : 20$	$U > x 0.1$ $U_N : 14$ $t \times 0.1 \text{ s} : 20$	$U > x 0.1$ $U_N : 14$ $t \times 0.1 \text{ s} : 20$
59G2	$U_{G2} = 1.63 U_{\text{nominal}}$ $t = 0 \text{ s}$	$U > x 0.1$ $U_N : 16$ $t \times 0.1 \text{ s} : 0$	$U > x 0.1$ $U_N : 16$ $t \times 0.1 \text{ s} : 0$	$U > x 0.1$ $U_N : 16$ $t \times 0.1 \text{ s} : 0$	$U > x 0.1$ $U_N : 16$ $t \times 0.1 \text{ s} : 0$	$U > x 0.1$ $U_N : 16$ $t \times 0.1 \text{ s} : 0$
59N	$V_{\text{Pick up}} = 5\% U_N$ $t = 0.5 \text{ s}$	$U_N : 5.8\%$	$U_N : 5.8\%$	$U_N : 5.8\%$	$U_N : 5.8\%$	$U_N : 5.8\%$
60A	$V_{\text{Pick up}} = 12 \text{ V}$ $t = 10 \text{ ms}$	$V_{\text{Pick up}} = 12 \text{ V}$ $t = 10 \text{ ms}$	$V_{\text{Pick up}} = 12 \text{ V}$ $t = 10 \text{ ms}$	$V_{\text{Pick up}} = 12 \text{ V}$ $t = 10 \text{ ms}$	$V_{\text{Pick up}} = 12 \text{ V}$ $t = 10 \text{ ms}$	$V_{\text{Pick up}} = 12 \text{ V}$ $t = 10 \text{ ms}$
60B	$V_{\text{Pick up}} = 12 \text{ V}$ $t = 10 \text{ ms}$	$V_{\text{Pick up}} = 12 \text{ V}$ $t = 10 \text{ ms}$	$V_{\text{Pick up}} = 12 \text{ V}$ $t = 10 \text{ ms}$	$V_{\text{Pick up}} = 12 \text{ V}$ $t = 10 \text{ ms}$	$V_{\text{Pick up}} = 12 \text{ V}$ $t = 10 \text{ ms}$	$V_{\text{Pick up}} = 12 \text{ V}$ $t = 10 \text{ ms}$
64G1	$3.5\% U_N$ $t = 0.5 \text{ s}$	$6\% U_N$	$6\% U_N$	$5.5\% U_N$	$6\% U_N$	$5.8\% U_N$
64G2	Será establecido durante la fase de arranque	Voltage: 6 Time Dial: 1	Voltage: 6 Time Dial: 1	Voltage: 6 Time Dial: 1	Voltage: 6 Time Dial: 1	Voltage: 6 Time Dial: 1
64F	$R_{f64FA} = 5 \text{ k}\Omega$ $t_{\text{operacion}} = 5 \text{ s}$ $R_{f64FD} = 2 \text{ k}\Omega$ $t_{\text{operacion}} = 1 \text{ s}$	$R_{f64FA} = 2200 \Omega$ $t_{\text{operacion}} = 5 \text{ s}$ $R_{f64FD} = 0 \Omega$ $t_{\text{operacion}} = 1 \text{ s}$	$R_{f64FA} = 2200 \Omega$ $t_{\text{operacion}} = 5 \text{ s}$ $R_{f64FD} = 0 \Omega$ $t_{\text{operacion}} = 1 \text{ s}$	$R_{f64FA} = 2200 \Omega$ $t_{\text{operacion}} = 5 \text{ s}$ $R_{f64FD} = 0 \Omega$ $t_{\text{operacion}} = 1.3 \text{ s}$	$R_{f64FA} = 2200 \Omega$ $t_{\text{operacion}} = 5 \text{ s}$ $R_{f64FD} = 0 \Omega$ $t_{\text{operacion}} = 1 \text{ s}$	$R_{f64FA} = 2200 \Omega$ $t_{\text{operacion}} = 5 \text{ s}$ $R_{f64FD} = 0 \Omega$ $t_{\text{operacion}} = 1 \text{ s}$



59/81	2.1 V/Hz $t = 2s$	2 V/Hz $t(s) = 2$	2,1 V/Hz $t(s) = 2$	2,1 V/Hz $t(s) = 2$	2,1 V/Hz $t(s) = 2$	2 V/Hz $t(s) = 2$
51 TN	$I_{Pick up} = 0.2 I_N$ $t_{operacion} = 2s$	$I >> x 1 I_N$ : 6 $I > x 0.1$ $I_N : 4$ $t \times 0.1s$ 20	$I >> x 1$ $I_N : 6$ $I > x 0.1$ $I_N : 4$ $t \times 0.1s$ 20	$I >> x 1$ $I_N : 6$ $I > x 0.1$ $I_N : 4$ $t \times 0.1s$ 20	$I >> x 1$ $I_N : 6$ $I > x 0.1$ $I_N : 4$ $t \times 0.1s$ 20	$I >> x 1$ $I_N : 6$ $I > x 0.1$ $I_N : 4$ $t \times 0.1s$ 20
85 CL	$I_{arranque} = 1.5 I_N$ $t = 4.5s$ $R = 0.2 \Omega$ $\phi = 0$	$t \times 0.5s$ : 9 s $R \times 0.2$ $k\Omega : 1$ $\phi \times 4^\circ : 0$	$t \times 0.5s$ : 9 s $R \times 0.2$ $k\Omega : 1$ $\phi \times 4^\circ : 0$	$t \times 0.5s$ : 9 s $R \times 0.2$ $k\Omega : 1$ $\phi \times 4^\circ : 0$	$t \times 0.5s$ : 9 s $R \times 0.2$ $k\Omega : 1$ $\phi \times 4^\circ : 0$	$t \times 0.5s$ : 9 s $R \times 0.2$ $k\Omega : 1$ $\phi \times 4^\circ : 0$
49GA	El ajuste será establecido según la posición del detector de temperatura.	Pickup (C°): 90 Dropout: 60%	Pickup (C°): 80 Dropout: 60%	Pickup (C°): 80 Dropout: 60%	Pickup (C°): 90 Dropout: 90%	Pickup (C°): 80 Dropout: 60%

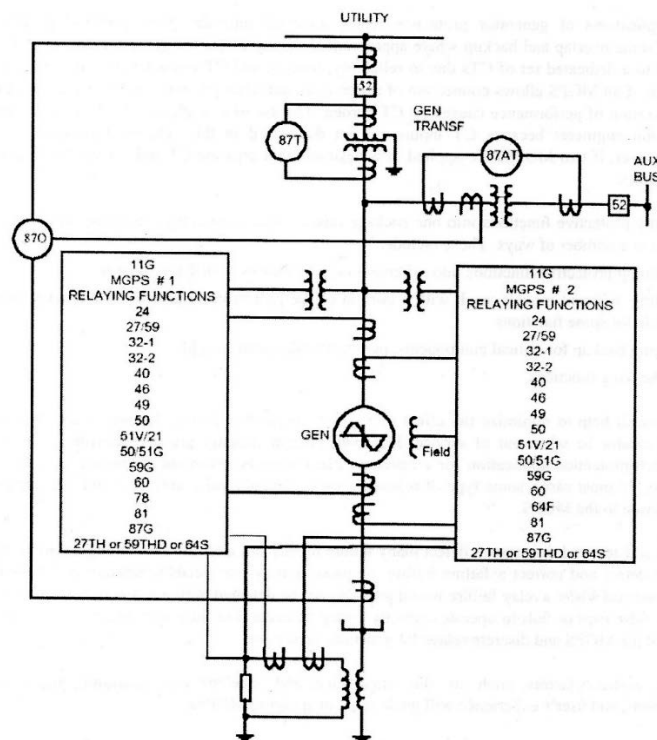
**Tabla 2.23. Calibración actual de los relés de la fase C.**

Fuente: Elaboración propia.

### 2.3. COMPARACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES CON LA NORMA "IEEE Std C37.102-2005".

La norma IEEE Std C37.102-2005 es una guía para la protección de generadores de corriente alterna, en ésta se definen las funciones de protecciones que se pueden aplicar a los generadores según su esquema de conexión y también se recomiendan los diferentes valores de ajuste para cada función.

La norma recomienda que para generadores grandes e importantes, el sistema de protecciones que se debe implementar tiene que tener un esquema similar al que se indica en la figura 2.3 y con las mismas funciones de protección que allí indican.



**Figura 2.3. Protección típica para generadores grandes y de gran importancia según la norma IEEE.**

Fuente: Norma IEEE Std C37.102-2005.

Si tomamos como referencia a la norma y la comparamos con el sistema de protecciones que está implementado actualmente en la central, lo que primero podemos notar, es que la norma recomienda que para este tipo de generadores debemos tener al menos dos relés de protección que cumplan una misma función de protección, con el uno ajustado como respaldo del otro y con sus respectivas señales de corriente y tensión provenientes de diferentes grupos de transformadores de instrumento con el fin de tener redundancia en las protecciones y así lograr aumentar la confiabilidad del sistema; esta recomendación no se está cumpliendo en estos momentos en la central, ya que solamente se tiene instalado un relé para cada función de protección y un fallo en cualquiera de estos ocasionaría que la máquina deje de operar, ocasionado pérdidas para la empresa por dejar de generar energía.

En lo que se refiere a las funciones de protección implementadas, se puede ver en la tabla 2.24 que tampoco se está siguiendo la norma, ya que en ninguna de las dos fases tanto en la A-B como en la C se tienen implementadas todas funciones que recomienda la norma, lo cual es muy peligroso para la máquina, ya que para ciertas fallas la máquina no estaría protegida. La situación más peligrosa la tiene la fase A-B ya que en esta faltan protecciones importantes como la protección de falla a tierra del 100% estator y la protección de falla a tierra del rotor.





Funciones de Protección			
Recomendadas por la norma IEEE Std C37.102-2005		Implementadas en la Fase A-B	Implementadas en la Fase C
Sobreexcitación	24	X	59-81 (24)
Subtensión/Sobretensión	27/59	27/59	27/59
Potencia Inversa	32	X	X
Subexcitación	40	40	40
Desbalance de Corrientes	46	46	46
Térmica del Estator	49	49	49
Falla del Interruptor	50	En la Subestación	En la Subestación
Sobrecorriente con restricción de tensión/Impedancia	51V/21	51V	21
Sobrecorriente de falla a tierra	50/51G	X	X
90% de falla a tierra del estator	59G	64 (59G)	64G1 (59G)
Balance de Tensiones	60	60	60
Perdida de Sincronismo	78	X	X
Frecuencia	81	81	X
Diferencial del Generador	87G	87G	87G
100% de falla a tierra del estator	27TH 59THD 64S	X	64G2 (27TH)
Falla a Tierra del Rotor	64F	X	64F
Diferencial de Grupo	87°	87GT	87GT

**Tabla 2.24. Comparación de funciones de protección implementadas en la central con las recomendadas por la norma IEEE.**

Fuente: Elaboración Propia.

## 2.4. BIBLIOGRAFIA DEL CAPITULO 2

- [8] C. Piña y J. Moreno, ESTUDIO PARA LA MODERNIZACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION DE LOS GRUPOS DE GENERACION Y TRANSMISION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA PAUTE, Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana , 2010.
- [9] L. Engenharia, 6512-ET-G61-001-Rev.a3 Especificacion Técnica para Suministro: Sistema de Protección Eléctrica, Medición y Control, Belo Horizonte, 2010.
- [10] The Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE GUIDE FOR AC GENERATOR PROTECTION, New York, 2006.

## CAPÍTULO 3 : ESTUDIO DE LOS RELÉS DE LA CENTRAL MAZAR

### 3.1. IED'S EN SISTEMAS DE PROTECCIONES

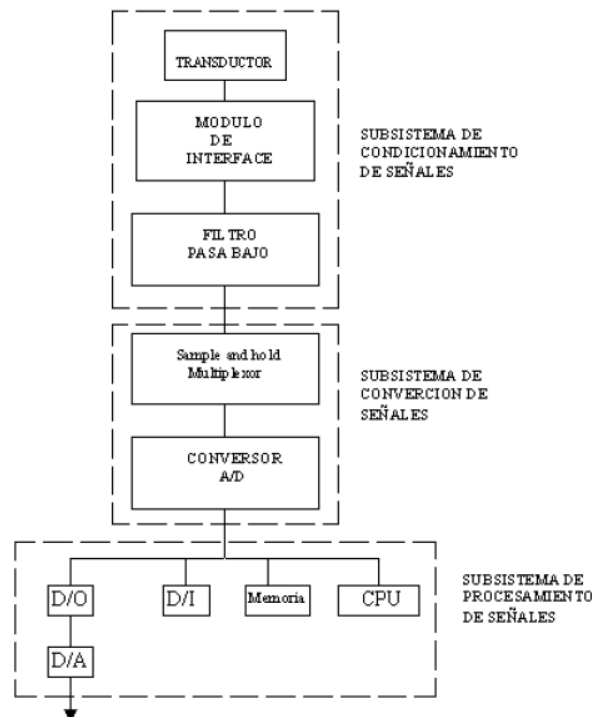
Los relés numéricos digitales o dispositivos electrónicos inteligentes con el uso de microprocesadores revolucionaron los sistemas de protecciones tanto en medición, comunicación, registro de eventos, localización de fallas y oscilogramas. Todas las características que poseen los relés electromecánicos y de estado sólido son mejoradas y aumentadas en un elemento compacto y además con una mayor confiabilidad.

#### 3.1.1. Arquitectura de los Relés IED

Un relé IED es constituido por subsistemas con funciones bien definidas, los cuales condicionan, convierten y muestran las señales del relé, desde la entrada hasta su procesamiento, estos subsistemas son:

- Subsistema de condicionamiento de señales.
- Subsistema de conversión de señales.
- Subsistema de procesamiento digital de señales.

En la figura 3.1 mostramos la arquitectura de los relés IED.



**Figura 3.1. Arquitectura de un relé IED**

Fuente: COURY, Denis, *Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Universidad de Sao Paulo, Sao Carlos.



Dónde:

- D/O = Salida de datos.
- D/A = Conversión digital – analógico.
- D / I = Entrada de datos.
- A/D = Conversión analógico-digital.
- CPU = Unidad central de procesamiento.

#### **3.1.1.1. Subsistema de condicionamiento de señales. (Transductores/ Módulo de interfaces/ Filtro Pasa Bajo)**

Los transductores no son más que un conjunto transformadores que toman las señales de entrada tanto de tensión como de corriente, TP's y TC's respectivamente, para disminuir su nivel a valores que sean aceptables para el relé IED. Dado la importancia de estas señales estos transductores deben ser de una alta calidad de tal manera que el error de lectura de estas sea el mínimo.

Dada las señales de entrada en valores asequibles éstas pasan un tratamiento mediante un conjunto circuitos que utilizan capacitores e inductores llamados el módulo de interfaces, su función es eliminar los transitorios de alta tensión reduciendo el error de conversión A/D. En esta etapa las señales de corriente son traducidas a tensión para su procesamiento.

La etapa final de limpieza de la señal analógica de entrada son los filtros de pasa bajo, dada las muchas atenuaciones que puede tener una señal de falla es de vital importancia que ésta sea tratada de tal manera que los transitorios de alta frecuencia sean casi nulos.

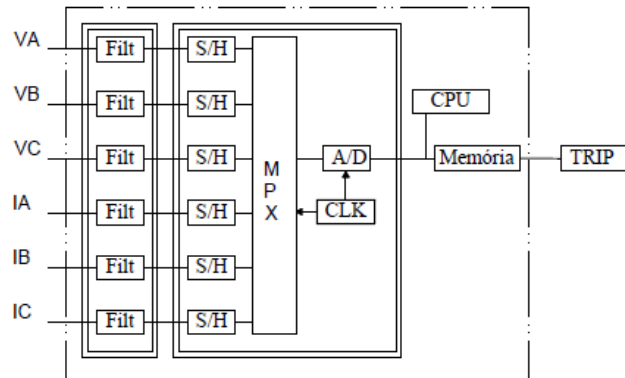
#### **3.1.1.2. Subsistema de conversión. (Sample and hold / Multiplexor/ Conversor A/D)**

Los circuitos sample and hold son los encargados de muestrear las señales de las entradas analógicas y a su vez almacenar el resultado.

Estos circuitos manipulan simultáneamente todas las señales de entrada, en conjunto con un circuito multiplexor, éste es el encargado del direccionamiento digital, dado las señales en un número de canales de entrada éste le selecciona la dirección de un canal de salida, de tal manera que el convertidor A/D pueda realizar varias conversiones en cada instante de muestreo.

Para cada instante definido por el reloj es ejecutada una conversión de señales analógicas de entrada para una forma digital.

Un proceso típico de conversión de una variable analógica a digital es mostrado en la figura 3.2 donde se puede observar un arreglo sample and hold/multiplexado/convertidor A/D.



**Figura 3.2. Arreglo sample and hold/multiplexado/convertidor A/D**

Fuente: COURY, Denis, Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad de Sao Paulo, Sao Carlos.

### 3.1.1.3. Subsistema de procesamiento digital de señal.

Éste comprende el hardware y software del relé. El hardware consiste en una central de procesamiento, memorias y un dispositivo de entradas y salidas.

El software comprende la parte lógica del relé y un principio de operación conformado de algunas rutinas que posibilitan su correcto funcionamiento, tales como: rutinas para la manipulación de datos de entrada y salida, rutinas para la manipulación de los elementos de salida, rutinas para un auto chequeo de hardware. El software es implementado a través de algún lenguaje de programación y compilado para un modelo de CPU presente en su hardware, los relés numéricos están constituidos básicamente por:

- Unidades de entradas analógicas y digitales.
- Fuente de alimentación.
- Microprocesadores para funciones de protección y medición.
- Memoria RAM para registro de eventos.
- Memoria EEPROM para grabar ajustes.
- Unidades de salida.
- Puertos de comunicación, display y teclado.
- LED's para señalización de banderas.
- Unidad de auto diagnóstico y monitoreo



### 3.2. RELÉS MULTIFUNCIÓN DE LA CENTRAL MAZAR

El sistema de protecciones de la central Mazar protege la unidad generadora, el transformador elevador y la línea de transmisión a la subestación Shoray, éste utiliza relés multifunción SIEMENS que forman dos sistemas totalmente autónomos, uno principal y otro secundario, debido a que cada sistema posee relés y tableros independientes uno del otro, con lo que se tiene un sistema de protecciones más confiable. Los relés del sistema secundario cumplen la función de respaldo.

Para proteger a la unidad generadora se utiliza el relé multifunción Siemens 7UM622, el cual tiene la capacidad de implementar las principales funciones de protecciones para máquinas generadoras; las funciones activadas en el tablero principal y el secundario son las mismas, excepto por la protección diferencial 87G, la cual está solamente activada en relé del tablero principal, tal como se indican en las siguientes tablas:

<b>Tablero Principal del Relé 7UM622</b>	
<b>Función de Protección</b>	<b>No. ANSI</b>
Protección Diferencial del Generador	87G
Protección de Subexcitación	40
Protección de Sobretensión	59
Protección de Desequilibrio de tensión	60
Protección de Impedancia	21
Protección de Secuencia Negativa	46
Protección a Tierra en el Estator al 90%	64E1
Protección a Tierra en el Estator al 100%	64E2
Protección de Sobreexcitación	24
Energización Inadvertida del Generador	50/27
Protección de Potencia Inversa	32
Protección de Frecuencia	81G

**Tabla 3.1. Funciones activadas en el relé 7UM622 del tablero principal.**

Fuente: Estudio de selectividad y coordinación de protecciones de la central hidroeléctrica Paute Mazar.

<b>Tablero Secundario del Relé 7UM622</b>	
<b>Función de Protección</b>	<b>No. ANSI</b>
Protección de Subexcitación	40



Protección de Sobretensión	59
Protección de Desequilibrio de tensión	60
Protección de Impedancia	21
Protección de Secuencia Negativa	46
Protección a Tierra en el Estator al 90%	64E1
Protección a Tierra en el Estator al 100%	64E2
Protección de Sobreexcitación	24
Energización Inadvertida del Generador	50/27
Protección de Potencia Inversa	32
Protección de Frecuencia	81G

**Tabla 3.2. Funciones activadas en el relé 7UM622 del tablero secundario.**

Fuente: Estudio de selectividad y coordinación de protecciones de la central hidroeléctrica Paute Mazar.

El transformador elevador está protegido por el relé Siemens 7UT635 y el relé Siemens 7UT613, el primer relé implementa la función diferencial del generador-transformador y otras protecciones de sobrecorriente, mientras que el segundo relé cumple la protección diferencial a tierra y también protege a la línea de transmisión, tal como se puede notar en las siguientes tablas.

<b>Relé 7UT635</b>	
<b>Función de Protección</b>	<b>No. ANSI</b>
Protección Diferencial Generador y Transformador	87U
Protección Sobrecorriente de Fases	50-51
Protección Sobrecorriente Direccional a Tierra	50N-51N
Protección de Sobrecorriente a Tierra en el Neutro	51G
Protección contra Sobretemperatura del Conductor de Alta Tensión	49C

**Tabla 3.3. Funciones activadas en el relé 7UT635.**

Fuente: Estudio de selectividad y coordinación de protecciones de la central hidroeléctrica Paute Mazar.

<b>Relé 7UT613</b>	
<b>Función de Protección</b>	<b>No. ANSI</b>
Protección Diferencial a Tierra	87N

**Tabla 3.4. Funciones activadas en el relé 7UT613.**

Fuente: Estudio de selectividad y coordinación de protecciones de la central hidroeléctrica Paute Mazar.

En cambio, para la protección de la línea de transmisión se utilizan relés Siemens 7SA611 instalados en los extremos de la línea de transmisión con las siguientes funciones de protección activas:



<b>Relé 7SA611</b>	
<b>Función de Protección</b>	<b>No. ANSI</b>
Protección de Impedancia	21
Protección de Impedancia Direccionada a Tierra	21N
Protección Sobrecorriente de respaldo	50(N)/51(N)
Protección de Fallo del Interruptor	50BF
Protección Direccional de Sobrecorriente a Tierra	67N

**Tabla 3.5. Funciones activadas en el relé 7SA611.**

Fuente: Estudio de selectividad y coordinación de protecciones de la central hidroeléctrica Paute Mazar.

### 3.3. RELÉ SIEMENS SIPROTEC 7UM622

El equipo SIPROTEC 7UM622 de Siemens es un dispositivo multifunción de protección con tecnología digital que tiene la capacidad de proveer las principales funciones de protección para generadores, transformadores y motores, éste posee un microprocesador muy avanzado el cual realiza todos los procedimientos para detectar una falla, desde la medida de señales de entrada hasta el envío de las señales a los interruptores de potencia.

#### 3.3.1. Características técnicas

En la tabla 3.6 se muestran las principales características técnicas del relé.

<b>Características Técnicas Relés Siemens 7UM622</b>			
<b>Entradas Analógicas</b>	Número de devanados	8 de corriente 4 de tensión	
	Frecuencia Nominal	60 Hz	
	Corriente Nominal	5 A	
	Consumo por fase y vía a tierra	0.3 VA	
	Capacidad de Sobrecarga de los Circuitos de Intensidad	Terminales	100*I <sub>nominal</sub> por 1s 30*I <sub>nominal</sub> por 10s 4*I <sub>nominal</sub> continuo
		Terminales con alta sensibilidad I <sub>EE</sub>	300 A por 1s 100 A por 10s 15 A continuo
	Tensión nominal del secundario	100 V a 125 V	
	Rango de medida	0 V a 200 V	
	Consumo	Aprox. 0.3 VA	
	Capacidad de Sobrecarga de los Circuitos de Tensión	230 V permanente	
<b>Entradas Binarias</b>	Cantidad de Entradas	15 Configurables	
	Rango de Tensión	24 a 250 VDC, bipolar	
	Máxima Tensión	300 VDC	





	permisible		
Salidas	Cantidad de Salidas	20 (1 NA en cada uno, opcionalmente 4 NC) 1 contacto activo (opcionalmente como NC o NA)	
	Potencia de Conmutación	Conectado	1000 W/VA
		Desconectado	30 VA
			40 W óhmico
	Tensión de Conmutación	250 V	
	Corriente Total Permissible	30 A por 0.5 s 5 A continuos	
Fuente de alimentación DC	Rango de tensión	Nominal: 60/110/125 VDC Permissible: 48 a 150 VDC	
	Energía consumida	Sin Excitar	5.5 W
		Excitado	12 W
Fuente de alimentación AC	Rango de tensión	Nominal: 115/230 VAC Permissible: 92 a 265 VAC	
	Energía consumida	Sin Excitar	5.5 VA
		Excitado	15 VA

**Tabla 3.6. Características técnicas relés 7UM62.**

Fuente: Manual del Relé Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62 V4.

### 3.3.1.1. Entradas Analógicas.

El equipo SIPROTEC 7UM622 tiene ocho entradas de intensidad y cuatro entradas de tensión como se indica en la figura 3.3, éstas efectúan una separación galvánica con el equipo mediante transformadores, los cuales además reducen los valores de los transformadores de medida principales a niveles de procesamiento interno del equipo.

Las entradas de intensidad están compuestas por tres entradas para las corrientes de fase en cada lado del objeto a proteger y además cuenta con dos entradas de intensidad muy sensibles que pueden medir intensidades secundarias en el rango de miliamperios.

Mientras que las cuatro entradas de tensión están compuestas por 3 entradas que miden tensiones fase-tierra, aunque también es posible medir tensión fase-fase; y la cuarta entrada se usa para medir la tensión de desplazamiento para la protección contra cortocircuitos a tierra del estator o del rotor.

### 3.3.1.2. Entradas y Salidas Binarias.

Las entradas binarias que tiene el relé sirven para adquirir información de otros dispositivos cercanos o remotos mediante señales digitales y éste pueda actuar de acuerdo a alguna lógica deseada. En cambio las salidas binarias son usadas principalmente para enviar órdenes al interruptor de potencia o para



enviar señales de alarma o de señalización. Hay que destacar que estas entradas y salidas son programables.

### **3.3.1.3. Interfaces de Comunicación.**

El relé 7UM622 tiene varios interfaces para comunicación con el fin de comunicarse con sistemas externos de maniobra, mando y registro de memoria, entre ellos están:

- Interfaz de Maniobra
- Interfaz de Servicio
- Interfaz de Sistema
- Interfaz de Sincronización de Tiempo

#### **3.3.1.3.1. Interfaz de Maniobra.**

Esta interfaz nos ayuda para tener una comunicación local con una computadora desde la parte frontal del equipo, la cual mediante el software DIGSI es capaz de realizar todas las operaciones de servicio y evaluación del equipo.

#### **3.3.1.3.2. Interfaz de Servicio.**

Esta interfaz igualmente es para la comunicación del equipo con una PC, pero esta interfaz es utilizada especialmente para un cableado fijo del equipo con la PC o para una interrogación remota a través de un modem.

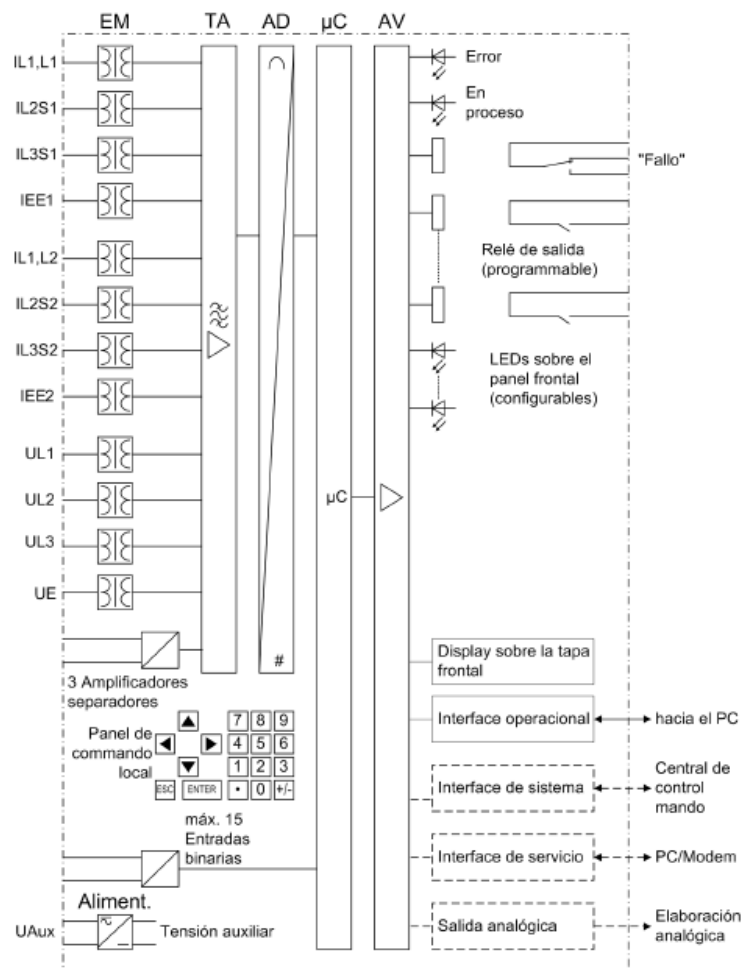
#### **3.3.1.3.3. Interfaz de Sistema.**

El interfaz de sistema nos ayuda principalmente para la transmisión de datos del equipo hacia un sistema SCADA, de control o evaluación, para la transmisión de datos se pueden utilizar diferentes protocolos de comunicación, los cuales pueden ser:

- IEC 61850
- IEC 60870-5-103
- Profibus DP
- Modbus ASCII/RTU
- DNP 3.0

#### **3.3.1.3.4. Interfaz de Sincronización de Tiempo.**

El relé también tiene un interfaz para la sincronización de tiempo del reloj interno mediante una fuente de sincronización externa.



**Figura 3.3. Estructura del relé Siemens 7UM622**

Fuente: Manual del Relé Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62 V4.

### 3.3.2. Funciones de protección.

El relé Siemens 7UM622 posee varias funciones de protección las cuales pueden ser configuradas mediante el software DIGSI, a continuación se procederá a enumerar cada función que posee el relé junto con sus principales características.

Función	Características
(I>) con retención de subtensión	2 escalones independientes I> I>> para las 3 corrientes de fase ( $I_{L1}$ , $I_{L2}$ , $I_{L3}$ ) del lado 1 o del lado 2. Mantenimiento de arranque por sobreintensidad I> por subtensión.
Protección de Sobreintensidad de Tiempo Inverso	Posibilidad de elegir entre distintas curvas características (IEC, ANSI). Selección del comportamiento Intensidad-Reacción por subtensión por control o en función de la tensión. Posibilidad de bloquear la influencia de la tensión



	Fuse-Failure-Monitor o mediante el termomagnético de protección de los transformadores de tensión.
Protección de Sobrecarga Térmica	Imagen térmica de las pérdidas por calor de la corriente. Escalón de alarma adicional de ajustes térmicos y de intensidad. Posibilidad de tomar en consideración la temperatura del refrigerante o del ambiente.
Protección contra Carga Desequilibrada	Evaluación con alta precisión, del sistema de secuencia negativa de las 3 intensidades de fase. Escalón de alarma al superar la carga desequilibrada, que puede ajustarse. Curva característica térmica de disparo, con factor de asimetría ajustable y tiempo de enfriamiento ajustable. Escalón de disparo rápido en caso de carga desequilibrada alta.
Protección de Sobreintensidad de Arranque	Escalón $I >$ para la gama de velocidades inferior (p. ej. arranque de generadores con convertidor de arranque).
Protección Diferencial	Aplicación como protección diferencial del Generador, del Motor o del Transformador. Característica de disparo de intensidad estabilizada. Alta sensibilidad. Insensible a las componentes DC y a la saturación de los transformadores de intensidad. Alta estabilidad también en caso de saturaciones de transformadores diferentes. Estabilización frente a corrientes de fallo transitorias y estacionarias con el 3º o con el 5º armónico. Disparo inmediato en caso de fallos con alta intensidad. Adaptación integrada al grupo vectorial del transformador. Adaptación integrada a la relación de transformación del transformador considerando diferentes intensidades nominales de los transformadores.
Protección Diferencial de Intensidad de Tierra	Característica de disparo de intensidad estabilizada. Elección variable de magnitudes de medida para todas las circunstancias normales de la instalación. Alta sensibilidad. Medidas de estabilización frente a sobrefunción por fallos externos.
Protección de Subexcitación	Medición de la conductancia con las componentes del sistema de fases positivo. Curvas características de varios niveles para límites de estabilidad estática y dinámica. Consideración de la tensión de excitación.
Protección de Potencia Inversa	Cálculo de potencia con las componentes de secuencia positiva. Medición, sensible y con alta precisión, de la potencia activa. Insensible frente a oscilaciones de potencia. Escalón de largo tiempo y escalón de corto tiempo.
Supervisión de Potencia Generada	Cálculo de potencia con las componentes de secuencia positiva. Supervisión de la superación ( $P >$ ) o disminución ( $P <$ ) de la potencia activa nominal indicada, con límites de potencia ajustables por separado. Determinación opcional de valores de medida rápidos



	o exactos.
Protección de Impedancia	Excitación de sobreintensidad con autoretenición de subtención (para máquinas síncronas, cuya tensión de excitación se toma de los bornes). 2 escalones de impedancia, 1 escalón de sobrealcance (conmutable a través de entrada binaria), 4 escalones de tiempo. Bloqueo por oscilación de potencia activable.
Protección de Pérdida de Sincronismo	Basado en el procedimiento de medida de impedancia. Autorización del valor de medición a través de la componente de secuencia positiva y bloqueo a través de la componente de secuencia negativa de la intensidad. Evaluación del transcurso del vector complejo de impedancia. Adaptación óptima a las circunstancias de la instalación por la pendiente parametrizable de la curva característica rectangular. Clara diferenciación entre el centro de oscilación del lado de la red y en las proximidades del generador.
Protección de Subtención	Detección en dos niveles de la subtención de la componente de secuencia positiva de las tensiones. Escalón adicional con característica de tiempo ajustable y dependiente de la tensión.
Protección de Sobretención	Detección en dos niveles de la sobretención, de la máxima de las tres tensiones. Opcionalmente con tensiones fase-fase o con fase-tierra.
Protección de Frecuencia	Vigilancia de la disminución ( $f <$ ) y/o elevación ( $f >$ ) con 4 límites de frecuencia individualmente ajustables y temporizaciones. Insensible a los armónicos y saltos de fase. Umbral de subtención ajustable.
Protección de Sobreexcitación	Determinación de la relación $U/f$ . Escalones de alarma y disparo ajustables. Posibilidad de seleccionar la curva característica estándar o cualquier característica de disparo para reproducir la condición térmica.
Protección contra la Variación de la Frecuencia ( $df/dt$ )	Supervisión para ver si se supera ( $df/dt >$ ) y/o si se queda por debajo ( $-df/dt <$ ) con 4 límites o tiempos de retardo ajustables por separado. Ventana de medición variable. Acoplamiento a la excitación de la protección de frecuencia. Umbral de subtención ajustable.
Salto Vectorial	Detección sensible de salto de fase si se utiliza para desacoplamiento de la red.
Protección (90%) faltas a tierra del estator	Apropiado para generadores conectados en bloque y en barras colectoras. Detección de la tensión homopolar por medida mediante transformador de punto cero o de puesta a tierra o determinación por cálculo con las tensiones fase-fase. Detección sensitiva de intensidad a tierra, opcionalmente con o sin determinación direccional con magnitudes del sistema homopolar ( $I_0$ , $U_0$ ). Curva característica direccional ajustable. Determinación de la fase con falta a tierra.



Protección Sensible de Intensidad a Tierra	Detección de intensidad a tierra con dos escalones: IEE>> y IEE>. Alta sensibilidad (por el lado del secundario ajustable a partir de 2 mA). Aplicación como protección de intensidad a tierra del estator o rotor. Supervisión del circuito de medida para verificar si pasa una corriente mínima, si se utiliza como protección contra cortocircuitos a tierra del rotor.
Protección 100% Faltas a Tierra del Estator con el 3° Armónico	Evaluación del 3° armónico de la tensión en el punto de estrella o en el arrollamiento en delta abierta de un transformador de puesta a tierra. Junto con la protección contra cortocircuitos a tierra del estator (90%) se ofrece protección para todo el arrollamiento del estator (rango de protección 100%).
Protección 100% Faltas a Tierra del Estator (con inyección de 20 Hz)	Evaluación de la magnitud de medida de 20 Hz (7XT33 y 7XT34). Escalón de alarma y de disparo $R < \text{und } R < <$ . Escalón de disparo para la intensidad a tierra. Alta sensibilidad para las capacidades mayores entre el estator y tierra.
Protección Sensible de Intensidad a Tierra (B)	Se puede utilizar para diferentes cometidos, como supervisión de la intensidad del estator, supervisión de cualquier intensidad a tierra y como protección de la corriente en el rotor para la detección de cortocircuitos en los cojinetes. Se pueden elegir diferentes procedimientos de medida (oscilación básica, 3° armónico y 1° y 3° armónicos). Alta sensibilidad (a partir de 0,5 mA) mediante filtro FIR seleccionado.
Protección contra Cortocircuitos del Arrollamiento	Detección de cortocircuitos en el arrollamiento en generadores midiendo la tensión de desplazamiento frente al punto de estrella del generador. Alta sensibilidad (a partir de 0,3 V) Supresión de magnitudes de medida mediante filtro FIR seleccionado.
Protección contra Cortocircuitos a Tierra del Rotor ( $R, f_n$ )	Protección de 100% para el circuito de excitación completo. Acoplamiento simétrico capacitivo de una tensión alterna a la frecuencia de la red en el circuito de excitación. Tomando en consideración las impedancias a tierra en servicio y las resistencias de las escobillas. Cálculo de la resistencia de fallo a partir de la impedancia total compleja. Nivel de alarma y nivel de disparo ajustables directamente en ohmios en la resistencia a tierra del rotor. Supervisión del circuito de medida con aviso de fallo.
Protección Sensible contra Cortocircuitos a Tierra del Rotor con Tensión Rectangular de 1 a 3 Hz	Evaluación de la puesta en tensión de 1-3 Hz del rotor (7XT71). Escalón de alarma y de disparo $R < \text{und } R < <$ . Alta sensibilidad (máx. 80 K $\Omega$ ). Función de prueba integrada.
Protección contra Fallo del Interruptor	Verificando la intensidad o evaluando los contactos auxiliares del interruptor de potencia. Arranque de cada una de las funciones integradas de protección, configuradas en el interruptor. Arranque, también posible, a través de una entrada





	binaria desde un equipo de protección externo.
Protección de Interconexión	Limitación de los daños en caso de conexión imprevista de un generador disponible, gracias a la apertura rápida del interruptor del generador. Detección de valores instantáneos de las intensidades de fase. La supervisión del estado de funcionamiento y de la tensión, como también la función Fuse–Failure–Monitor determinan los criterios de autorización.
Protección de Tensión/Intensidad Continua	Detección de tensión continua a través de un amplificador-seccionador integrado. Aplicable también para la detección de intensidades menores. Ajustable para control de aumento o disminución. Apropiado también para la detección de la tensión alterna (valores efectivos).
Supervisiones del Valor Umbral	10 avisos de supervisión del valor umbral a utilizar libremente. Realización de tareas de supervisión rápidas a través de CFC.
Cambio de la Secuencia de Fases	Posibilidad de cambio de la secuencia de fases a través de parámetros (estático) y entrada binaria (dinámico).

**Tabla 3.7. Funciones de protección relés 7UM62.**

Fuente: Manual del Relé Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62 V4.

### 3.4. RELÉS SIEMENS SIPROTEC 7UT635.

Es un relé numérico diferencial equipado con un sistema de microcomputadora con el cual cumple funciones de medición, adquisición de datos y desconexión de circuitos.

La serie de relés siemens 7UT6 se especializa en la protección de transformadores en todos los niveles de tensión, pero también puede ser usada para máquinas rotativas, líneas cortas y para pequeñas barras con no más de 2 o 3 alimentadores.

Nuestro estudio se va a enfocar en los Relés 7UT635 y 7UT613, los cuales son utilizados en la Central Mazar

#### 3.4.1. Características Técnicas.

Las características técnicas de los relés 7UT613 y 7UT635 van a ser descritas en la tabla 3.8.

Características Técnicas Relés Siemens 7UT6			
Entradas Analógicas	Número de devanados	7UT613	12 corriente 4 tensión
		7UT635	16 corriente





	Rango de frecuencia	50 o 60 Hz	
	Rango de Corriente	7UT613	1 A o 5 A
		7UT635	1A, 5A o 0.1 A
	Capacidad de Sobrecarga	Terminales	100 I <sub>nominal</sub> por 1s 30 I <sub>nominal</sub> por 10s 4 I <sub>nominal</sub> continuo
		Terminales con alta sensibilidad I <sub>EE</sub>	300 A por 1s 100 A por 10s 15 A continuo
	Rango de Tensión(solo 7UT613)	80 a 125 V	
<b>Entradas Binarias</b>	Cantidad de Entradas	7UT613	5 asignables
		7UT635	29 asignables
	Rango de Tensión	24 a 240 VDC, bipolar	
	Umbrales de Conmutación	Para Tensiones nominales 24/48/60/110/125 VDC	$U_{pickup} \geq 19$ VDC $U_{dropoff} \leq 14$ VDC
		Para Tensiones nominales 110/125/220/250 VDC	$U_{pickup} \geq 88$ VDC $U_{dropoff} \leq 66$ VDC
	Máxima Tensión permisible	300 VDC	
<b>Salidas Comando/Indicación/ Alarmas</b>	Cantidad de Salidas (cada una con 1 contacto NA, 1 contacto NA o NC y 1 contacto de alarma)	7UT613	8
		7UT635	24
	Capacidad de Conmutación	Realizado	100 W/VA
		Corte	30 VA
		Corte (con carga resistiva)	40 W
		Corte (con L/R $\leq$ 50ms)	25W
	Corriente Total Permissible	30 A por 0.5 s 5 A continuos	
	Tiempo de operación	Contacto NA	8ms
		Contacto NA/NC	8ms
		Contacto NA rápido	5ms
		Contacto de Alta Velocidad NA	$\leq 1$ ms
<b>Fuente de alimentación DC</b>	Rango de tensión	Nominal 24/48 VDC Permissible 19 a 58 VDC	
		Nominal 60/110/125 VDC Permissible 48 a 150 VDC	
		Nominal 110/125/220/250 VDC Permissible 88 a 300 VDC	
	Energía consumida	7UT613	12 W

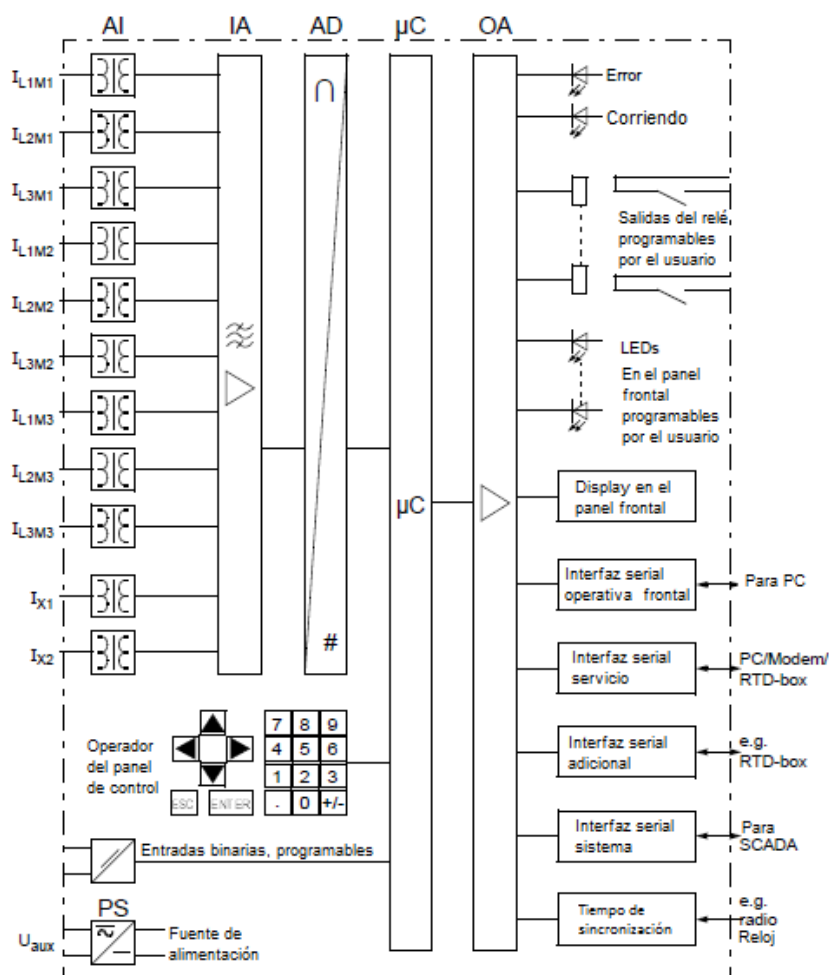
		7UT635	20 W
Fuente de alimentación AC	Rango de tensión	Nominal 115/230 VAC Permisible 92 a 265 VAC	
	Energía consumida	7UT613	19 VA
		7UT635	28 VA

**Tabla 3.8. Características técnicas relés 7UT6.**

Fuente: Manual del relé Differential Protection 7UT6 V4.0

### 3.4.1.1. Microprocesador.

La figura 3.4 muestra la estructura básica de los relés siemens 7UT6, tomando como ejemplo el relé 7UT613.



**Figura 3.4. Estructura del relé Siemens 7UT613**

Fuente: Manual del relé Differential Protection 7UT6 V4.0.

La inteligencia de los relés siemens 7UT6 viene de un microprocesador de 32 bits de gran alcance ( $\mu C$ ), este realiza el muestreo y la digitalización de los valores que vienen de los elementos de entrada, y cuando se presente el caso de una falla o perturbación realiza las acciones correctivas pertinentes.



#### 3.4.1.2. Entradas Analógicas.

Posee un aislamiento completo entre los circuitos internos de procesamiento y los circuitos externos de medición y alimentación. Esto es debido al diseño de los transductores de entradas analógicas, entradas y salidas binarias, y el DC / DC o convertidores AC / DC.

Las entradas analógicas (AI) son un conjunto de transformadores de instrumento tanto para señales de corriente como de tensión, en el caso de la serie 7UT613. La serie 7UT635 tiene 16 entradas de corriente y la serie 7UT613 tiene 12 entradas de corriente y 4 de tensión, para lecturas trifásicas pueden ser tomadas en grupo de 3 entradas, además las entradas  $I_{x1}$  pueden ser usadas para mediciones monofásicas, como la medición de una falla a tierra desde el punto estrella.

#### 3.4.1.3. Interfaces de Comunicación

En cuanto a lo que comunicaciones significa tenemos 3 interfaces: la de sistema, la de servicio y la frontal, en cada una nos da la posibilidad de elegir entre varias opciones para comunicarnos, a continuación los enlistamos.

Interfaz de sistema (Protocolos de comunicación):

- IEC60870-5-103
- Profibus FMS
- Profibus DP
- DNP3.0
- Modbus ASCII/RTU

Interfaz de servicio:

- Maniobra mediante DIGSI4
- Modem
- RTD (Unidad de medición de temperatura)
- Sincronización del Tiempo
- IRIG-B (GPS)
- DCF77(reloj)

Interfaz Frontal:

- Maniobra mediante DIGSI4

#### 3.4.2. Funciones de Protección.

A continuación se procederá a enumerar cada función que posee el relé junto con sus principales características.



Función	Característica
Protección Diferencial para Transformadores (87T)	Característica de disparo acorde a una $I_{DIFF} >$ de sensibilidad normal y una $I_{DIFF} >>$ de actuación rápida. Discrimina la corriente Inrush mediante el segundo armónico. Se estabiliza a pesar de las corrientes transitorias. Capacidad para detectar fallas a tierra desde el punto de neutro en conexión estrella.
Protección Diferencial para Generadores y Motores (87 G/M)	Insensibilidad contra la saturación de los TC's. Independiente de la condición del punto estrella.
Protección Barras	Es una protección monofásica de fase selectiva, para proteger 3 fases necesitamos 3 relés. Utiliza 5 transformadores de corriente.
Protección de Retracción de Falla a Tierra	Alta estabilidad contra fallas a tierra externas, utilizando la relación entre la magnitud y la fase de la corriente a de la falla a tierra.
Protección de Unidad de Alta impedancia	Utiliza una resistencia externa. Detecta fallas a tierra de generadores, motores, reactores shunt y transformadores incluidos autotransformadores.
Protección de fuga de tanque	Para los transformadores y reactores con tanques instalados a tierra con alta resistencia. Monitorea la corriente de fuga que fluye entre el tanque y tierra. Se puede conectar a través de una entrada de corriente "normal" del dispositivo o de la entrada de corriente de alta sensibilidad especial (3 mA mínimo ajuste).
Protección de Sobrecorriente para corriente de fase y corriente residual	Característica de disparo acorde a dos niveles de corriente de tiempo definido (S/I t.def.) o un nivel de tiempo inverso (S/I t.ideal) tanto para corriente de fase como para la corriente residual (suma de corrientes de fase). La protección de tiempo inverso se puede elegir de varias curvas características.
Protección de Sobrecorriente para Corriente a tierra	Característica de disparo acorde a dos niveles de corriente de tiempo definido (S/I t.def.) o un nivel de tiempo inverso (S/I t.ideal). La protección de tiempo inverso se puede elegir de varias curvas características.
Protección de Sobrecorriente Monofásica	Característica de disparo acorde a dos niveles de corriente de tiempo definido (S/I t.def.). Puede utilizar una entrada normal o una de alta sensibilidad.
Protección de Desbalance de Cargas	Evalúa las corrientes de fase en secuencia negativa. Característica de disparo acorde a dos niveles de corriente de tiempo definido (S/I t.def.) o un nivel de tiempo inverso (S/I t.ideal). La protección de tiempo inverso se puede elegir de varias curvas características.
Protección de Sobrecarga Térmica	Reproduce una imagen térmica de la corriente vs las pérdidas por calor. Posee dos alarmas, una térmica y otra de corriente.



	Cálculo opcional de los puntos calientes con determinación de la reserva de carga y la tasa de envejecimiento según IEC 60354 (con sensores de temperatura exteriores y con Thermobox).
Protección de Sobreexcitación	Evalúa la relación tensión / frecuencia. Posee la opción de alarma y de disparo con tiempo retardado, definido o inverso con una característica estándar.
Protección Contra Falla del Interruptor de Potencia.	Vigila la posición y la corriente por cada polo del interruptor de Potencia. Inicia todas las funciones de protección o es posible programar un disparo externo mediante una entrada binaria.
Disparo Directo Externo	Se puede programar una entrada binaria para producir el disparo del interruptor de potencia procedente de un equipo exterior. Posee la opción de un disparo instantáneo o con retardo.
Funciones que el usuario puede definir (CFC)	Se puede programar enlaces lógicos entre señales internas y externas para implementar las funciones de protección. Se puede usar todas las funciones lógicas comunes. Opción a tiempos con retardo y consultas de valores límites.

**Tabla 3.9. Funciones de protección relés 7UT6.**

Fuente: Manual del relé Differential Protection 7UT6 V4.0

### 3.5. SOFTWARE DE CONFIGURACIÓN (DIGSI 4).

Los equipos de SIEMENS SIPROTEC pueden ser operados mediante dos interfaces de usuario, ya sea por el panel frontal, que comprende una pantalla y un conjunto de botones de fácil acceso, o mediante un software llamado DIGSI.

El DIGSI 4 es un software que puede ser instalado en computadoras que posean un hardware con las siguientes características:

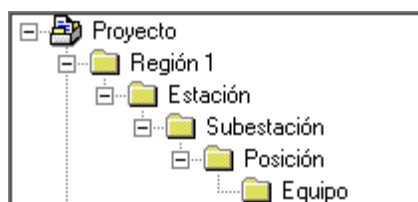
- Procesador: Pentium  $\geq$  133 MHz (400 MHz recomendados).
- Memoria principal: 64 megabytes (128 megabytes recomendados).
- Capacidad del disco duro: 300 megabytes de memoria libre.
- 1 interface serie.

Al fin de operar con los equipos Siemens el DIGSI 4 nos permite:

- Gestionar proyectos y equipos.
- Configurar y parametrizar un equipo.
- Visualizar y registrar las condiciones de servicio.
- Establecer la comunicación con el equipo.

#### 3.5.1. Gestión de Proyectos y Equipos.

Al momento de representar una instalación, gracias a la programación amigable del DIGSI 4, lo podemos hacer mediante una estructura gráfica jerárquica, podemos ver un ejemplo en la figura 3.5, los distintos niveles jerárquicos van a ser representados por carpetas que las llamaremos Directorios, en donde vamos a tener los equipos que la conforman, estos van a ser llamados Objetos.



**Figura 3.5. Jerarquía en DIGSI 4**  
Fuente: DIGSI 4

Los directorios, los objetos y la información que estos soliciten van a conformar un proyecto.

En el nivel jerárquico más alto se va encontrar nuestro proyecto, en segundo nivel tendríamos las carpetas y los servicios de comunicación remota con un modem y una agenda telefónica que guarda la dirección del usuario.

Dentro de las carpetas podemos incluir los siguientes objetos:

- **Equipo SIPROTEC** representa un equipo real con todos los parámetros y datos de proceso contenidos en éste.
- **Variante SIPROTEC** representa los datos de un equipo, sin embargo, pueden ser diferentes de los datos que se le desean cargar al equipo, se utilizan por ejemplo para documentar los diferentes estados operacionales durante la parametrización de un equipo.
- **Conexión por módem** se necesita para comunicar por módem el ordenador y el equipo, contiene información de los dos dispositivos que participan en una conexión de esta clase: el módem local y el situado a distancia.

### 3.5.2. Configurar y parametrizar un equipo.

Al parametrizar un equipo se debe especificar lo siguiente:

- *Qué funciones desea utilizar.*
- *Qué datos, magnitudes de medida y órdenes desea registrar o extraer a través de qué entradas y salidas.*



- *Funciones definidas por el usuario a CFC.*
- *Qué informaciones ha de mostrar la pantalla del equipo.*
- *Qué interfaces de comunicaciones desea utilizar.*
- *Cómo se va a sincronizar el reloj interno. [7]*

La primera parametrización del equipo puede hacerse, con DIGSI 4, offline, ya que no se precisa una conexión con el equipo. Si después desea modificar parámetros, puede hacerlo online o también offline.

La parametrización de un equipo está compuesta de:

- **Capacidad de funciones.** Dentro del equipo debemos definir las diferentes funciones de protección que pueden ser activadas o desactivadas mediante un simple click.
- **Ordenación (Configuración).** Sirve para configurar información del equipo. La asociación de la información se efectúa mediante una matriz que proporciona, gracias a ajustes individuales y funciones filtro, información de fácil orientación para parametrizar las propiedades del equipo.
- **Figura básica (Display de Monitorización)** Sirve para crear y modificar el display de monitorización del equipo
- **Cuadro de control (Display de control)** Sirve para crear y modificar el display del equipo, utilizando la opción Display Editor.
- **CFC.** Sirve para realizar la configuración gráfica de las funciones lógicas programadas por el usuario del equipo para implementar las funciones de protección.
- **Datos de planta.** Como datos de planta se definen:
  - Datos de red, frecuencia, tensión, etc.
  - Datos del transformador principal de potencia.
  - Datos del interruptor de potencia.
- **Grupo de parámetros.** Tenemos la opción de ajustar cuatro configuraciones diferentes para el equipo mediante los grupos de parámetros A hasta D. Con esto se obtiene, por ejemplo, de forma sencilla una posibilidad de conmutación de los parámetros del equipo a diferentes valores de ajuste, dependiendo del estado de conexión de la





red. Estas parametrizaciones están memorizadas y pueden ser conmutadas con la función “*Cambio del grupo de parámetros*”.

- **Transductores de medida.** El procesamiento de los valores de medida se realiza a través de los siguientes bloques funcionales:
  - Convertidor U (CM U).
  - Convertidor I (CM I).
  - Convertidor monofásico (CM1P).
  - Convertidor trifásico (CM3P).
  - Convertidor Aron (CMAron).

Estos bloques de transductor deben asignarse a los canales de tensión y corriente en la matriz de configuración del equipo.

- **Sincronización de tiempo.** Se trata de ajustar la sincronización con las siguientes posibilidades:
  - Interno (ajuste por defecto)
  - Interface (Sincronización de tiempo por telegrama)
  - Conexión a un reloj radiorreceptor
  - Sincronización de tiempo mediante impulsos transmitidos por radio receptor o un generador de señales horarias para IRIG B, DCF 77 o un SyncBoxSIMEAS.
  - Entrada binaria.
- **Perturbografía.** Podemos configurar la opción gráfica que tiene el DIGSI 4, que extrae los datos de perturbación a partir de la memoria del equipo y los archiva para el registro gráfico de perturbaciones en el formato estandarizado COMTRADE. El software de análisis de perturbaciones SIGRA 4 ofrece suficientes posibilidades para la evaluación gráfica de los registros de perturbación.
- **Equipo.** Parámetros de equipo independientes de los grupos de parámetros para las funciones de protección.
- **Interfaces.** Ajustes para parámetros de interfaces de comunicaciones, con las diferentes opciones de protocolos que tenga la posibilidad de manejar el equipo.
- **Códigos de acceso.** Códigos de acceso para evitar accesos no autorizados.



- **Idioma.** Idioma de servicio del equipo en la pantalla del interfaz de usuario.

### **3.5.3. Visualizar y Registrar Condiciones de Servicio.**

El registro de fallas y perturbaciones, tanto como las condiciones actuales del servicio, es una de las mayores ventajas al trabajar con los relés IED. En los equipos Siemens se dispone almacenamiento en memoria de una gran cantidad de información y podemos acceder a esta mediante el DIGSI.

Esta información la podemos dividir en tres conjuntos:

- Avisos.
- Valores de medida y calculados.
- Datos de los valores de falta.

#### **3.5.3.1. Avisos**

Los avisos ofrecen durante el funcionamiento información sobre el estado de los datos de medida, datos de la subestación y del equipo mismo. Además, estos proporcionan un resumen general, después de una falla en red, sobre los datos más relevantes y sobre la función del equipo y sirven para verificar las funciones en las pruebas y puestas en marcha.

#### **3.5.3.2. Valores de medida y calculados.**

El equipo mediante el DIGSI nos permite visualizar y registrar para nuestro conocimiento varios valores tanto en magnitud y ángulo, además posee un método de cálculo que se puede fijar al configurar el equipo. En DIGSI 4 se pueden visualizar:

- Valores de servicio ( $V$ ,  $I$ ,  $F$ ,  $\cos\phi$ ,  $S$ ,  $P$ ,  $Q$ )
- Valores de fallas
- Valores de medida térmicos
- Valores de medida definidos por el usuario (Este grupo incluye valores deducidos de los valores medidos)
- Contadores de energía

#### **3.5.3.3. Datos de los valores de falla**

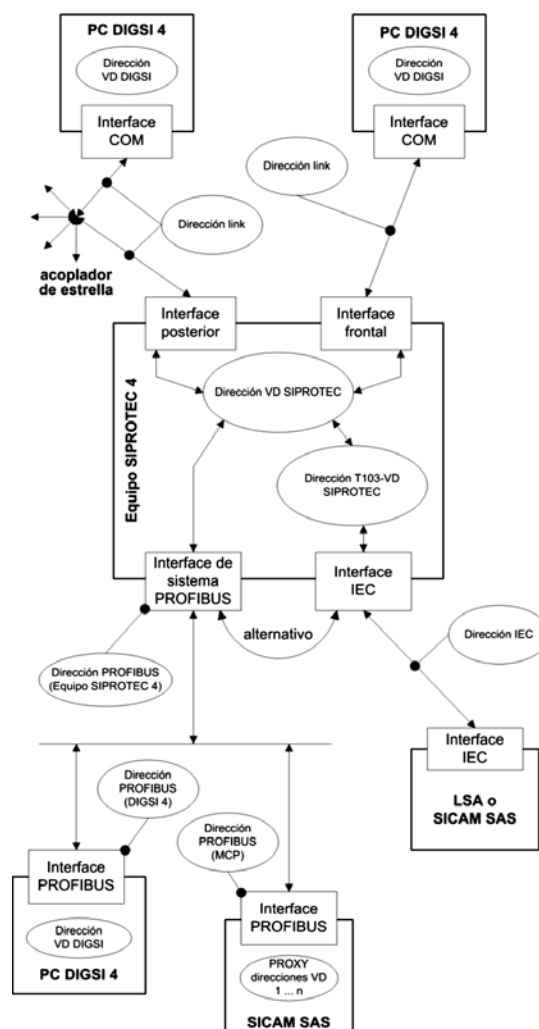
Cada falla en la red es descrita por medio de una serie de valores instantáneos. Estos valores instantáneos se visualizan gráficamente como perturbografía, para cada perturbación de red se pueden registrar varias y así un aviso de perturbación puede corresponder a varias de ellas. Los datos de los valores de falla se guardan en el equipo y se pueden leer en él, o evaluar gráficamente, con ComtradeViewer o SIGRA 4.

### **3.5.4. Establecer la comunicación con el equipo.**

El software DIGSI 4 ofrece varias posibilidades para comunicar el ordenador y el equipo SIPROTEC:

- Comunicación por conexión directa (mediante puerto serial).
- Comunicación por módem.
- Comunicación a través de una red PROFIBUS FMS.

En figura 3.6 se representa una configuración y las direcciones específicas de los sistemas de comunicaciones entre una PC y un relé Siemens.



**Figura 3.6. Ejemplo de configuración de comunicaciones**

Fuente: Manual SIEMENS SIPROTEC 4 Descripción del sistema

### 3.5.4.1. Direcciones

Para comunicar el DIGSI con un equipo se necesita de distintas direcciones, las cuales pueden ser asignadas por el usuario o el DIGSI lo hace de manera automática. Las direcciones VD (Virtual Device - Address) son:



- **Dirección VD DIGSI 4.** Esta dirección sirve para identificar la PC que opera el DIGSI. Por lo general esta dirección es preajustada, pero también puede ser modificada por el usuario mediante la opción “Interfaces” y cambiando en la pestaña “Direcciones VD”, la dirección VD DIGSI.
- **Dirección SIPROTEC VD.** Esta dirección sirve para identificar un equipo SIPROTEC de forma inequívoca dentro de una estación o instalación, es asignada por el DIGSI y no se puede cambiar. Esta dirección se denomina, sencillamente, dirección VD.
- **Dirección VD SIPROTEC-T103.** Esta dirección sirve para la identificación interna de un interface de sistema IEC 60870-5 de un equipo SIPROTEC, es asignada por el DIGSI y no se puede cambiar.
- **Dirección VD SICAM-Proxy.** Esta dirección sirve para identificar la imagen de un equipo SIPROTEC de forma inequívoca dentro de una SICAM SAS, es asignada por el DIGSI y no se puede cambiar.

Con excepción de la dirección VD DIGSI 4, la cual debe ser modificada en casos específicos, las demás direcciones VD no son relevantes para el funcionamiento desde el punto de vista del usuario. Estas sólo son visualizadas por razones de test o diagnósticos

#### **3.5.4.2. Modos de funcionamiento.**

Los datos de los equipos que funcionen con DIGSI 4 pueden procesarse en los modos offline y online. En el modo de operación offline no existe ninguna conexión con el equipo y en el modo de operación online existe una conexión con el equipo.

##### **3.5.4.2.1. Modo offline.**

En el modo de operación offline:

- Se determina la capacidad de funciones de un equipo SIPROTEC.
- Se efectúan los ajustes de cada función.
- Se configuran informaciones.
- Se elaboran el display de monitorización y el de control con el programa opcional Display Editor DIGSI.
- Se determinan las configuraciones para los interfaces, la sincronización de tiempo y los códigos de acceso.
- Se realizan funciones lógicas con el programa opcional CFC DIGSI.
- Se visualizan los avisos y valores de medida guardados.
- Se determinan los valores límite.



- Se visualizan las perturbografías memorizadas y se evalúan con el programa opcional SIGRA.
- Se exportan y se imprimen datos diferentes.
- Se guardan todos los datos procesados en ficheros.

#### 3.5.4.2.2. Modo online.

En el modo de operación online:

- Se transmiten valores de parámetros desde el PC al equipo SIPROTEC.
- Se transmiten valores de parámetros del equipo SIPROTEC a la memoria temporal del ordenador y se guardan después en el disco duro de éste.
- Se transmiten avisos, valores de medida y perturbografías de un equipo SIPROTEC a la memoria temporal del ordenador y se guardan después en el disco duro de éste.
- Se ejecutan funciones de test.
- Se controlan componentes de subestación y se ponen marcas.
- Se activa un primer inicio o reinicio del equipo SIPROTEC.
- Se ajustan la fecha y hora en el equipo SIPROTEC.

### 3.6. BIBLIOGRAFIA DEL CAPITULO 3

- [7] SIEMENS, Descripción del Sistema SIPROTEC 4, Berlín, 2005.
- [11] SIEMENS, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, Berlín, 2006.
- [12] SIEMENS, Differential Protection 7UT6, Berlín, 2003.
- [14] D. Coury, «Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia,»  
Universidad de Sao Paulo, Sao Carlos.
- [15] C. I. Mazar, *Estudio de selectividad y coordinación de protecciones de la central hidroeléctrica Paute Mazar.*, Campamento Arenales : CELEC EP. Hidropaute, 2010.



## **CAPÍTULO 4 : MÓDULO MÓVIL DEL RELÉ MULTIFUNCIÓN**

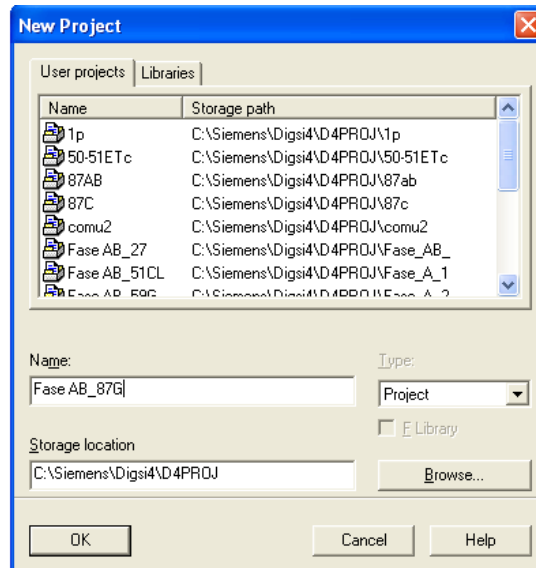
### **4.1. ELECCIÓN DE RELÉS MULTIFUNCIÓN PARA EL MODULO MÓVIL**

Una vez conocido el estado actual de sistema de protección de la central Molino y las diferentes características de los relés multifunción que tenemos en la central Mazar se determinó que para un respaldo completo de las diferentes funciones de protección actualmente instaladas debemos utilizar dos relés multifunción, esto se debe principalmente a que el relé 7UM622 no posee entradas monofásicas de corriente, la cual es necesaria para remplazar los relés de falla a tierra del transformador, por lo tanto también se hará uso del relé 7UT635. Así, los relés que se instalaran en el módulo móvil serán el relé 7UM622 y el relé 7UT635.

### **4.2. CONFIGURACIÓN DE DATOS GENERALES EN DIGSI 4.**

#### **4.2.1. Crear Nuevo Proyecto**

Lo primero que debemos realizar es crear un proyecto, el cual contendrá todos los dispositivos que se deseen configurar. Para crear un proyecto en DIGSI se tiene que ingresar en *File* → *New*, luego se abre una ventana como se indica en la figura 4.1. En esta ventana lo único que se tiene que realizar es ingresar el nombre del proyecto y la ubicación en la que se desea guardar el archivo.

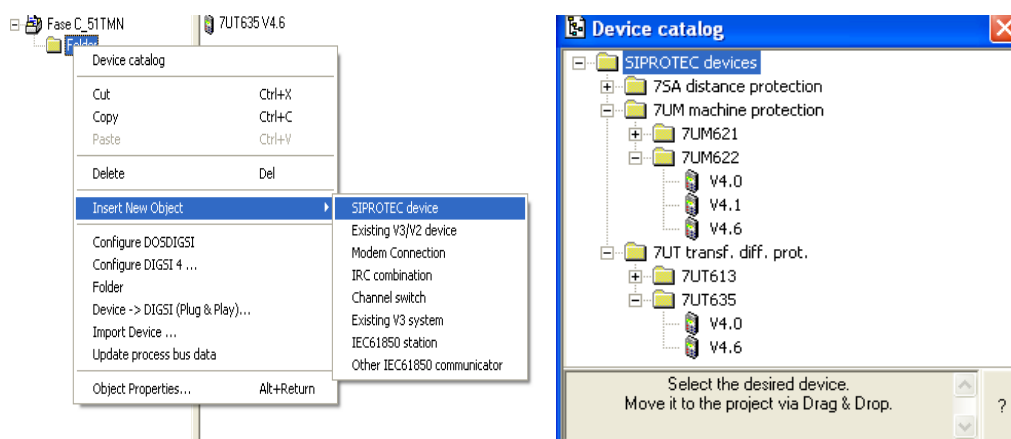


**Figura 4.1. New Project en DIGSI.**

Fuente: DIGSI 4.

#### 4.2.2. Agregar el Dispositivo

Como ya se trató en el capítulo 3, DIGSI 4 es un programa de jerarquías, entonces debemos agregar una carpeta “*Folder*” a nuestro proyecto, dando un click derecho en ésta debemos ir a “*Insert New Object*” e ingresar a la opción “*SIPROTEC device*”, se mostrará el listado de dispositivos que se puede agregar a un proyecto, que va a depender de la librerías instaladas en el mismo. Este proceso se muestra en la figura 4.2.



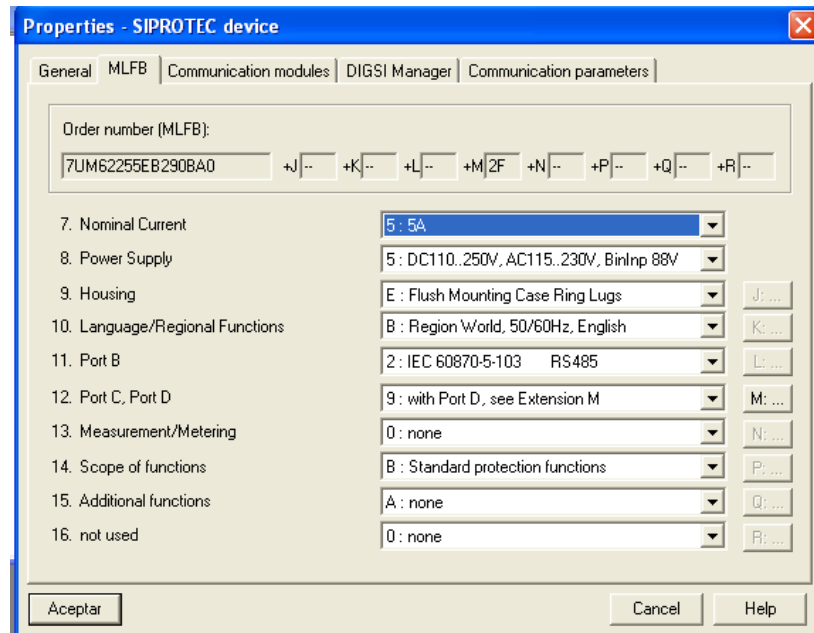
**Figura 4.2. Agregar un nuevo dispositivo en DIGSI 4.**

Fuente: DIGSI 4

Al ingresar a nuestro nuevo dispositivo tenemos que configurar las propiedades de éste mediante el código “MLFB”, éste debe ser una petición directa del usuario a el fabricante, por lo tanto, debido a que se van a utilizar los relés multifunción que se tienen en la central Mazar, los códigos “MLFB” que

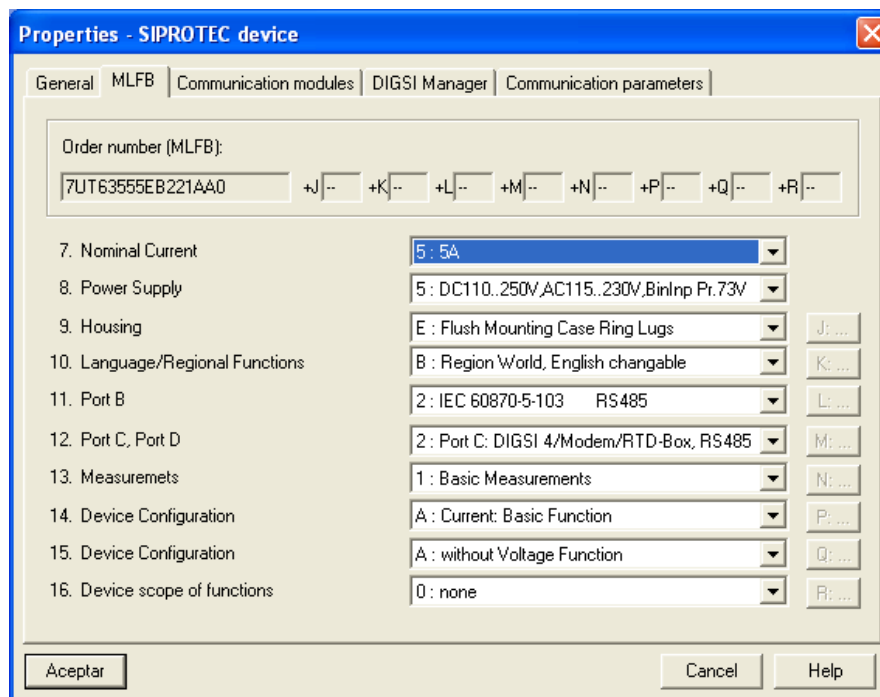


tenemos que ingresar serán los mismos de los relés de la central Mazar. Los códigos “MLFB” para el relé 7UM622 y para el relé 7UT635 se muestran en la figura 4.3 y 4.4 respectivamente.



**Figura 4.3. Código MLFB del relé 7UM622.**

Fuente: DIGSI 4

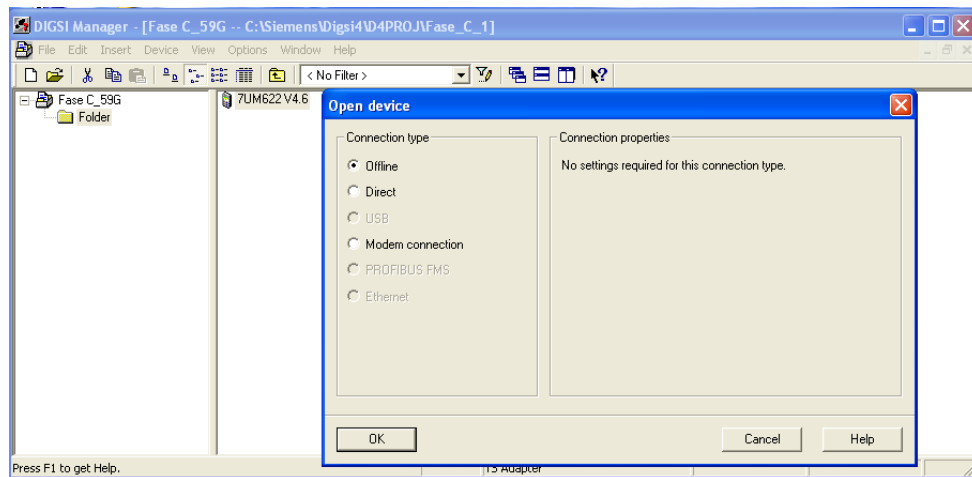


**Figura 4.4. Código MLFB del relé 7UT635.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.3. Conexión al Dispositivo

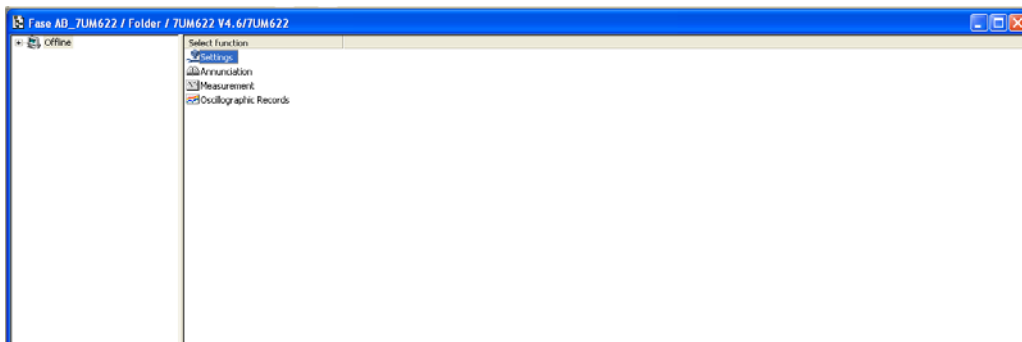
Una vez agregado el dispositivo a nuestro proyecto, se procede a la configuración de éste, para lograr esto tenemos que conectarnos al dispositivo de forma offline dando doble clic en el dispositivo SIPROTEC agregado que en nuestro caso es el 7UM622 V4.6. Luego se nos abre una ventana en la cual nos pide la forma de conexión al dispositivo en la cual marcaremos la opción “Offline”, tal como se indica en la figura 4.5.



**Figura 4.5. Open Device en DIGSI.**

Fuente: DIGSI 4

Una vez realizado esto, se nos abre la ventana de configuración del dispositivo indicada en la figura 4.6, en esta ventana se procede a la configuración de las distintas funciones y características del relé.



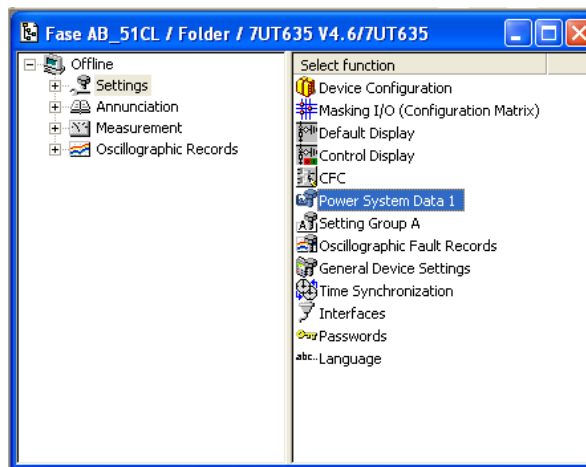
**Figura 4.6. Ventana de configuración del dispositivo 7UM622 en DIGSI.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.4. Datos del Sistema de Potencia

En la configuración de los relés multifunción de Siemens, un punto muy importante es la configuración de los datos del sistema de potencia, ya que mediante esta configuración nosotros damos a conocer al relé cual es la topología y las características del sistema al cual va a estar conectado.

Para configurar los datos del sistema de potencia tenemos que dar doble clic en *Power System Data*, como muestra la figura 4.7, y se nos abrirá una ventana similar a la que se indica en la figura 4.8, esto depende del relé multifunción que estemos configurando. En esta ventana tenemos que ingresar los datos del sistema de potencia, los datos del objeto a proteger, datos de los transformadores de medición, datos del breaker, etc.



**Figura 4.7. Ventana de configuración de los datos del sistema de potencia en DIGSI del relé 7UM622.**

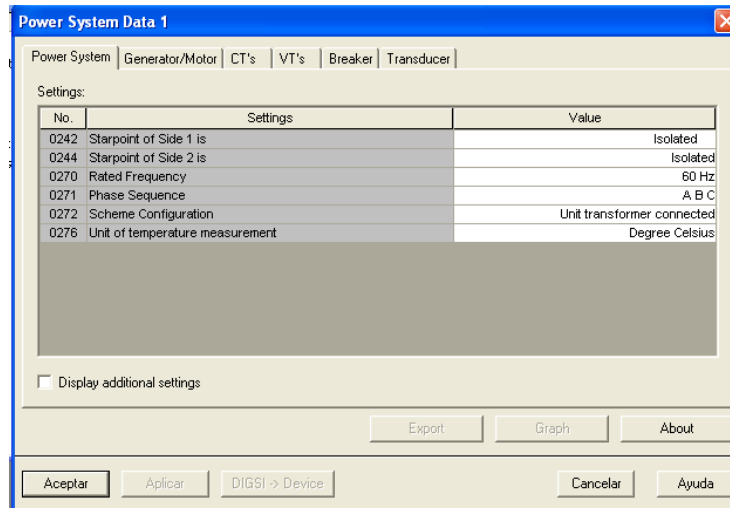
Fuente: DIGSI 4

Los datos que se van a proceder a ingresar son los mismos para todas las funciones de protección a habilitarse, salvo el caso en el que se indique lo contrario.

#### **4.2.4.1. Datos del Sistema de Potencia para el Relé 7UM622.**

##### **4.2.4.1.1. Sistema de Potencia (Power System)**

En esta pestaña tenemos que ingresar la frecuencia del sistema, la secuencia de fases, el esquema de conexión de la central y la unidad de medida de la temperatura a utilizarse, nuestra configuración quedará como se indica en la siguiente figura.



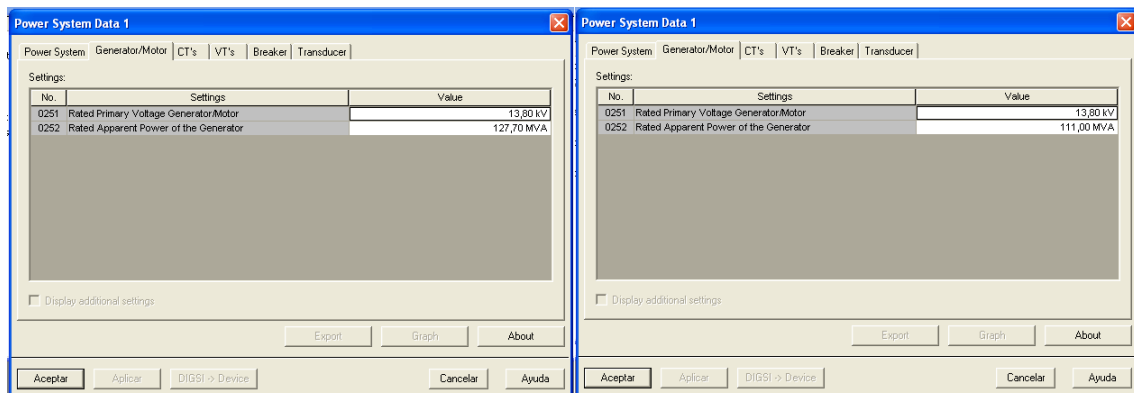
No.	Settings	Value
0242	Starpoint of Side 1 is	Isolated
0244	Starpoint of Side 2 is	Isolated
0270	Rated Frequency	60 Hz
0271	Phase Sequence	A B C
0272	Scheme Configuration	Unit transformer connected
0276	Unit of temperature measurement	Degree Celsius

**Figura 4.8. Datos del sistema de potencia en DIGSI del relé 7UM622.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.4.1.2. Generador/Motor (Generator/Motor)

En esta pestaña tenemos que ingresar la potencia aparente nominal del generador, así como también su tensión nominal; ya que los generadores de la fase A-B y los de la fase C no tienen las mismas potencias nominales, a continuación se indican como quedaría esta configuración para cada fase.



No.	Settings	Value
0251	Rated Primary Voltage Generator/Motor	13,80 kV
0252	Rated Apparent Power of the Generator	127,70 MVA

No.	Settings	Value
0251	Rated Primary Voltage Generator/Motor	13,80 kV
0252	Rated Apparent Power of the Generator	111,00 MVA

**Figura 4.9. Datos del Generador tanto de la fase C como de la fase A-B respectivamente.**

Fuente: DIGSI 4

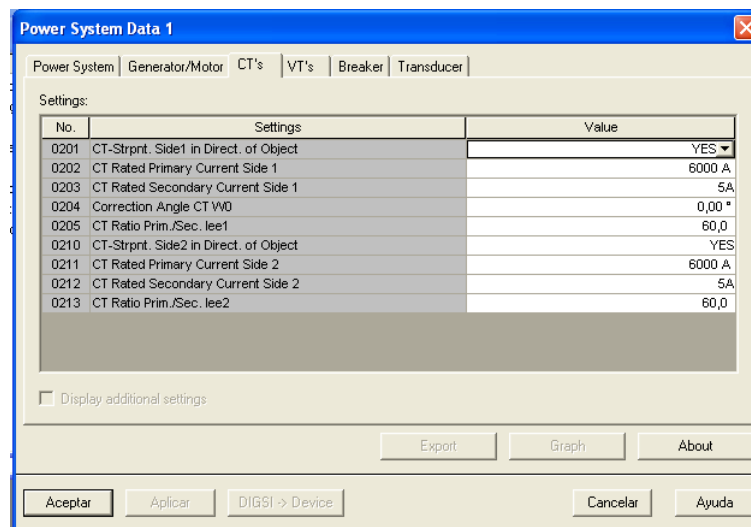
#### 4.2.4.1.3. Transformadores de Corriente (CT's)

En este punto se configura la conexión de los TC's, aquí se ingresa la polaridad y las corrientes nominales de los devanados de los TC's, para esta configuración tenemos que referirnos a las tablas 2.15 y 2.16 del capítulo dos, en los cuales se indican las relaciones de transformación de todos los transformadores de instrumento junto con sus respectivas funciones de protección.

También se tiene que configurar la razón de transformación para los sensores de corriente  $I_{EE}$  que posee el relé, en nuestro caso se dejarán los valores por defecto, ya que no hacemos uso de estos sensores.

El valor de corrección para el ángulo de la conexión de los TC's también se deja el valor ajustado por defecto, ya que este valor sólo se toma en cuenta cuando se habilita la protección de potencia inversa y esta protección no será habilitada en nuestro estudio.

A continuación se indica la configuración para la mayoría de las funciones de protección a habilitarse en el relé.



**Figura 4.10. Datos de los transformadores de corriente para el relé 7UM622.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.4.1.4. Transformadores de Potencial (VT's)

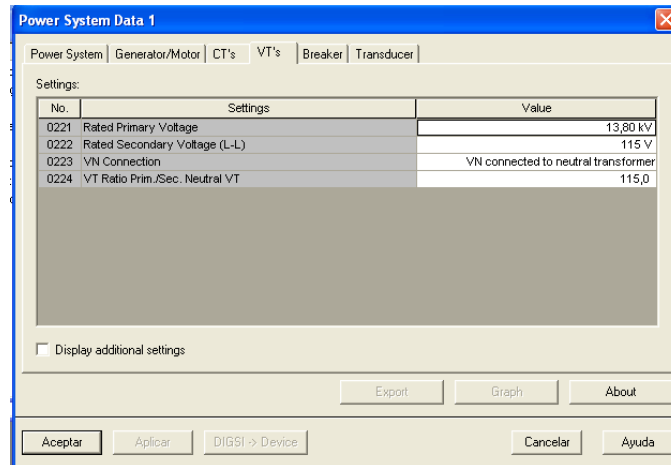
En esta pestaña se configuran las tensiones nominales de los devanados de los transformadores de potencial y también se configura la entrada de tensión UT que por lo general es para la medición de tensiones de falla a tierra.

Para el ajuste de los transformadores de potencial, también se debe tomar en cuenta las tablas 2.15 y 2.16 del capítulo dos.

La entrada de tensión  $U_E$  en nuestro caso está conectada al transformador de puesta a tierra del neutro del generador y la razón de transformación se calcula de la siguiente manera:

$$Factor\ U_E = \frac{U_{VT,prim}}{U_{E,sec}} = \frac{13.8kV}{0.12\ kV} = 115$$

La siguiente figura muestra como quedara esta configuración:



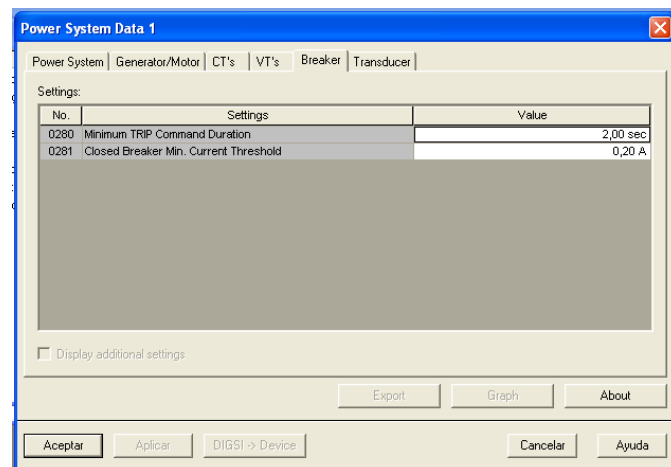
No.	Settings	Value
0221	Rated Primary Voltage	13,80 kV
0222	Rated Secondary Voltage (L-L)	115 V
0223	VN Connection	VN connected to neutral transformer
0224	VT Ratio Prim./Sec. Neutral VT	115,0

**Figura 4.11. Datos de los transformadores de potencial en DIGSI.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.4.1.5. Interruptor (Breaker)

En esta pestaña tenemos que indicar el mínimo tiempo de duración del comando TRIP del relé y también el umbral de corriente mínimo para el cierre del interruptor. Nuestra configuración quedará como se indica en la siguiente figura.



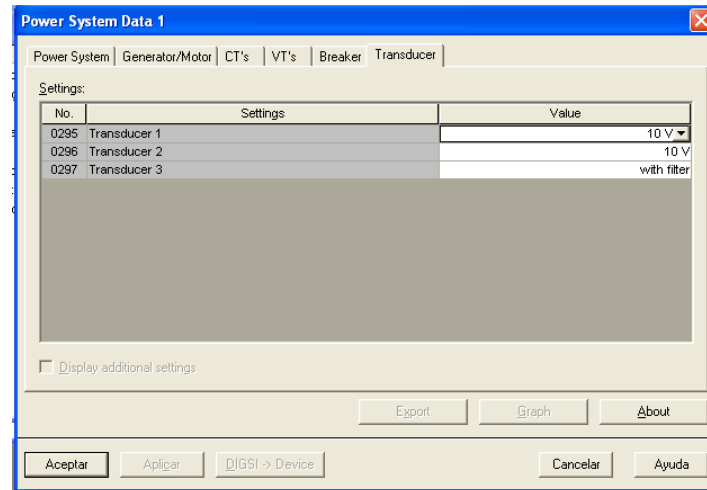
No.	Settings	Value
0280	Minimum TRIP Command Duration	2,00 sec
0281	Closed Breaker Min. Current Threshold	0,20 A

**Figura 4.12. Datos para el Breaker que se ingresan en DIGSI.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.4.1.6. Transductores (Transducer)

En esta pestaña se configuran los diferentes transductores que posee el relé; ya que en nuestro caso no utilizamos ninguno de estos, dejamos los valores ajustados por defecto, tal como se indica en la siguiente figura.



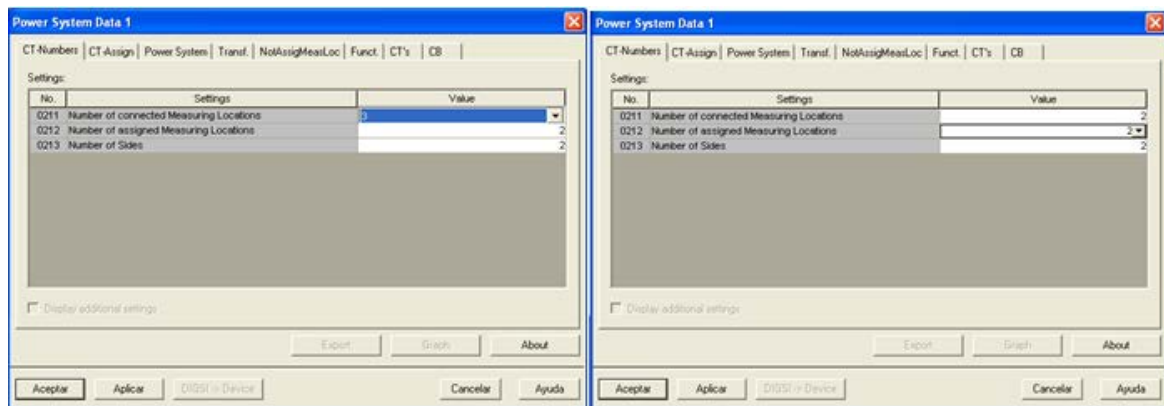
No.	Settings	Value
0295	Transducer 1	10 V
0296	Transducer 2	10 V
0297	Transducer 3	with filter

**Figura 4.13. Datos de los transductores que se ingresan en DIGSI.**  
Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.4.2. Datos del Sistema de Potencia para el Relé 7UT635.

##### 4.2.4.2.1. Número de TC's (CT Numbers)

En este punto se ingresa el número de transformadores de corriente que están relacionados con todas las funciones de protección que se van a reemplazar, también se indican el número de devanados y los transformadores de corriente que están asignados al elemento a proteger.



No.	Settings	Value
0211	Number of connected Measuring Locations	2
0212	Number of assigned Measuring Locations	2
0213	Number of Sides	2

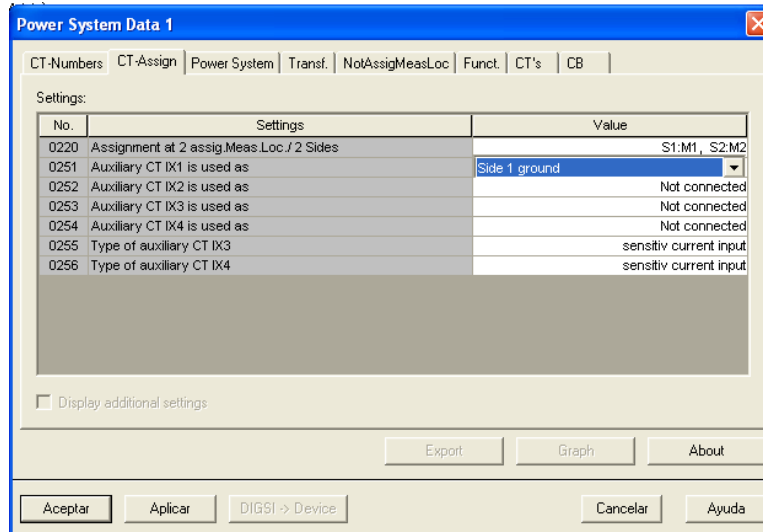
**Figura 4.14. Número de TC's a ingresar en DIGSI para la fase A-B y fase C respectivamente.**  
Fuente: DIGSI 4

##### 4.2.4.2.2. Asignación de TC's (CT Assign)

En esta pestaña se relacionan los diferentes TC's asignados al elemento a proteger con el devanado al que se encuentra conectado y también se indica si se utilizan las entradas monofásicas del relé y su conexión.



Vamos a utilizar la entrada  $I_{X1}$ , dado que la protección 51TMN y 51 TN de fase A-B y fase C, respectivamente, están relacionadas con TC's monofásicos (9C y CT-N), los cuales van a ir del punto estrella del transformador elevador a ésta entrada, la configuración sería la dada en la figura 4.15.



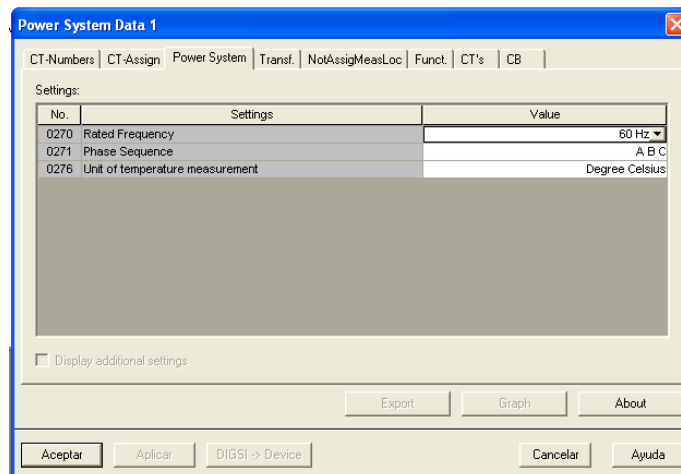
No.	Settings	Value
0220	Assignment at 2 assign Meas.Loc / 2 Sides	S1:M1, S2:M2
0251	Auxiliary CT IX1 is used as	Side 1 ground
0252	Auxiliary CT IX2 is used as	Not connected
0253	Auxiliary CT IX3 is used as	Not connected
0254	Auxiliary CT IX4 is used as	Not connected
0255	Type of auxiliary CT IX3	sensitiv current input
0256	Type of auxiliary CT IX4	sensitiv current input

**Figura 4.15. Asignación de TC's a ingresar en DIGSI.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.4.2.3. Sistema de potencia (Power System)

En esta pestaña tenemos que ingresar la frecuencia del sistema, la secuencia de fases y la unidad de medida de la temperatura a utilizarse, nuestra configuración quedará como se indica en la siguiente figura:



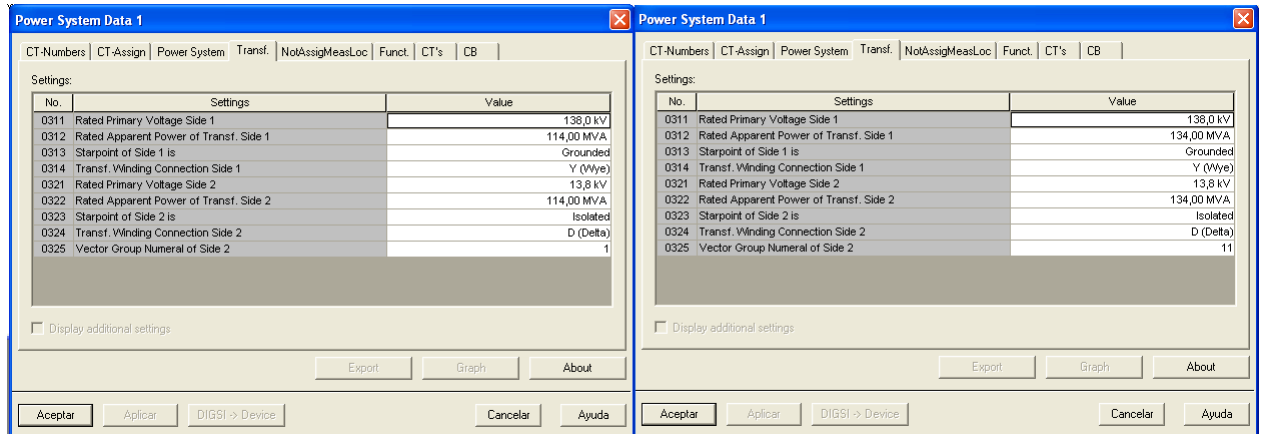
No.	Settings	Value
0270	Rated Frequency	60 Hz
0271	Phase Sequence	A B C
0276	Unit of temperature measurement	Degree Celsius

**Figura 4.16. Datos del sistema de potencia en DIGSI para el relé 7UT635.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.4.2.4. Transformador (Transf)

En este punto se ingresan los diferentes datos del transformador de potencia como las tensiones y potencias nominales de los diferentes devanados y su grupo de conexión.



The figure shows two side-by-side screenshots of the 'Power System Data 1' window. Both windows have the 'Transf.' tab selected. The left window shows settings for a transformer with a primary voltage of 138.0 kV and a rated apparent power of 114.00 MVA. The right window shows settings for a transformer with a primary voltage of 138.0 kV and a rated apparent power of 134.00 MVA. Both windows have a 'Settings' table with columns 'No.', 'Settings', and 'Value'.

No.	Settings	Value
0311	Rated Primary Voltage Side 1	138.0 kV
0312	Rated Apparent Power of Transf. Side 1	114.00 MVA
0313	Starpoint of Side 1 is	Grounded
0314	Transf. Winding Connection Side 1	Y (Wye)
0321	Rated Primary Voltage Side 2	13.8 kV
0322	Rated Apparent Power of Transf. Side 2	114.00 MVA
0323	Starpoint of Side 2 is	Isolated
0324	Transf. Winding Connection Side 2	D (Delta)
0325	Vector Group Numeral of Side 2	1

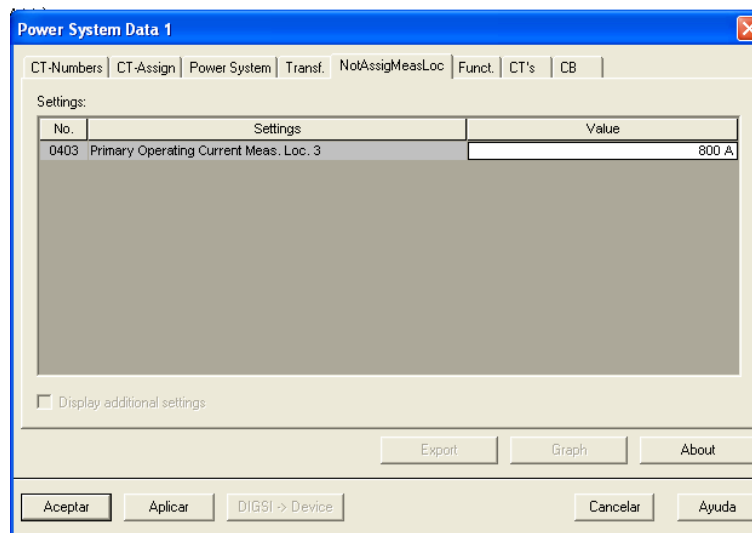
No.	Settings	Value
0311	Rated Primary Voltage Side 1	138.0 kV
0312	Rated Apparent Power of Transf. Side 1	134.00 MVA
0313	Starpoint of Side 1 is	Grounded
0314	Transf. Winding Connection Side 1	Y (Wye)
0321	Rated Primary Voltage Side 2	13.8 kV
0322	Rated Apparent Power of Transf. Side 2	134.00 MVA
0323	Starpoint of Side 2 is	Isolated
0324	Transf. Winding Connection Side 2	D (Delta)
0325	Vector Group Numeral of Side 2	11

**Figura 4.17. Datos del transformador de potencia para el relé 7UT635 de la fase A-B y de la fase C respectivamente.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.4.2.5. Punto de medición no asignado (NotAssigMeasLoc)

Aquí asignamos la corriente nominal primaria en los puntos de medición no relacionados con el objeto a proteger, en tal caso para la fase A-B debemos configurar el TC "7C", de tal manera que la configuración de esta pestaña para dicha fase es como se muestra en la figura 4.18.



The figure shows a screenshot of the 'Power System Data 1' window with the 'NotAssigMeasLoc' tab selected. The 'Settings' table has columns 'No.', 'Settings', and 'Value'.

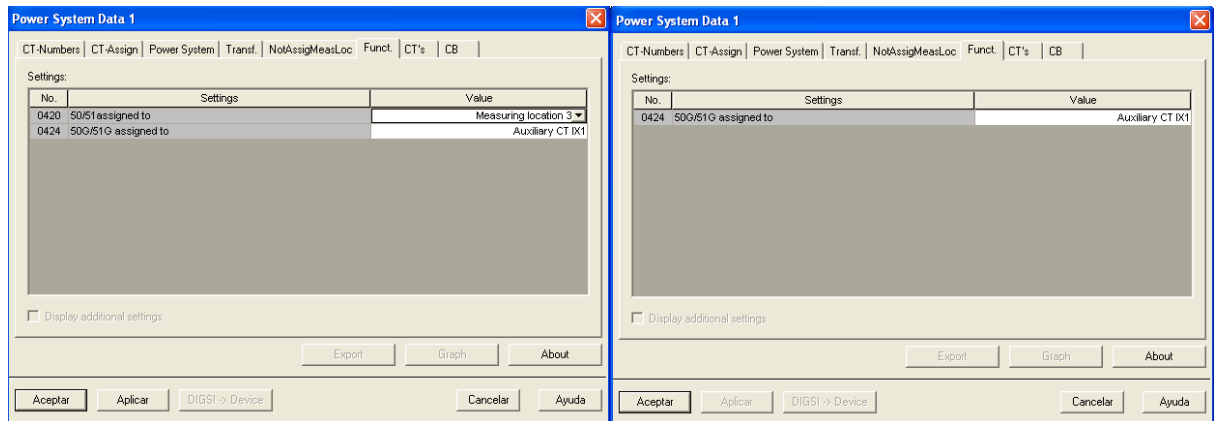
No.	Settings	Value
0403	Primary Operating Current Meas. Loc. 3	800 A

**Figura 4.18. Datos de la corriente primaria en el TC 7C de la fase A-B para el relé 7UT635.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.4.2.6. Funciones de Protección (Funct.)

Asignamos tanto a los puntos de medición como a las entradas monofásicas del relé a la función de protección que le corresponde. En la figura 4.19 se muestra la configuración de esta pestaña tanto para las fases A-B y fase C.



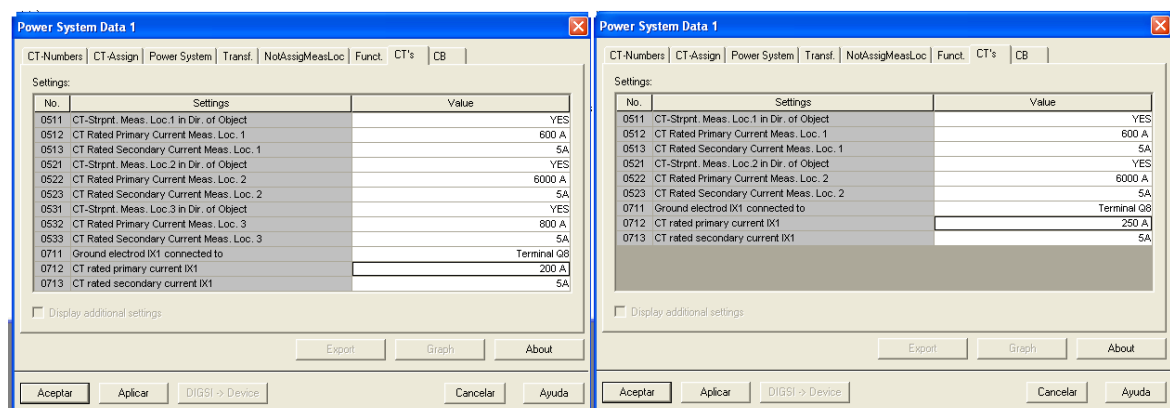
**Figura 4.19. Asignación de funciones de la fase A-B y fase C para el relé 7UT635.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.4.2.7. Transformadores de Corriente (CT's)

Aquí se configura la conexión de los TC's, se ingresa la polaridad y las corrientes nominales de los devanados de los TC's, para esta configuración tenemos que referirnos a las tablas 2.15 y 2.16 del capítulo dos, en los cuales se indican las relaciones de transformación de todos los transformadores de instrumento junto con sus respectivas funciones de protección.

En la figura 4.20 se muestra la configuración de esta pestaña tanto para la fase A-B como para la fase C.

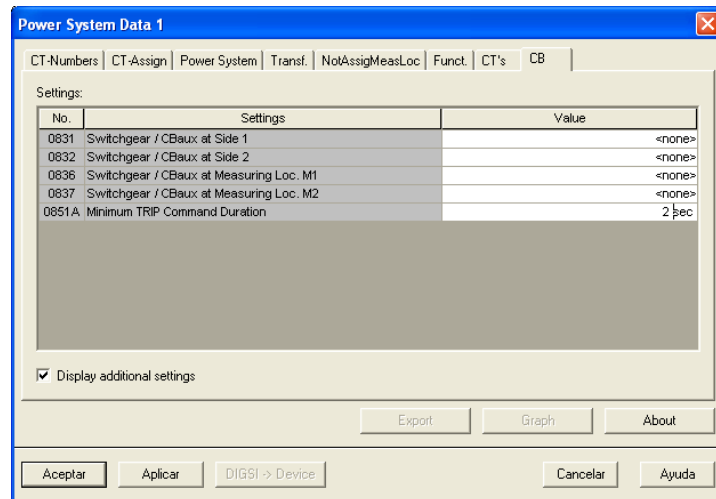


**Figura 4.20. Datos de los transformadores de corriente para el relé 7UT635.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.4.2.8. Circuito del Interruptor (CB)

En esta pestaña tenemos que indicar el mínimo tiempo de duración del comando TRIP del relé y la opción de utilizar entradas binarias para un disparo manual. Nuestra configuración quedará como se indica en la siguiente figura:

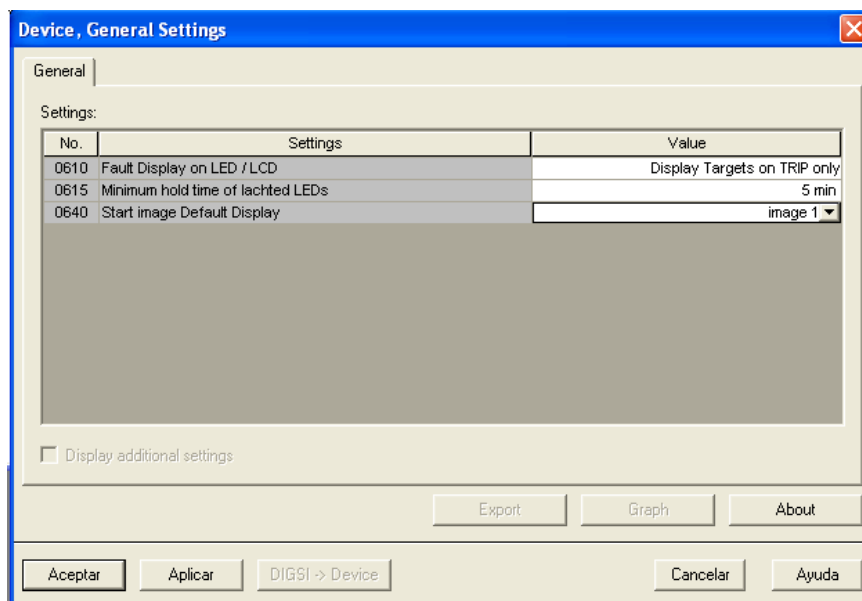


**Figura 4.21. Datos del circuito del interruptor para el relé 7UT635.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.5. Configuración General del Dispositivo

En la opción “General Device Settings” vamos primero a habilitar el display y los LED’s del relé de tal manera que se activen cuando ocurre un disparo de una función de protección, los LED’s se van a mantener encendidos por 5 minutos y el display va a utilizar la Imagen 1.

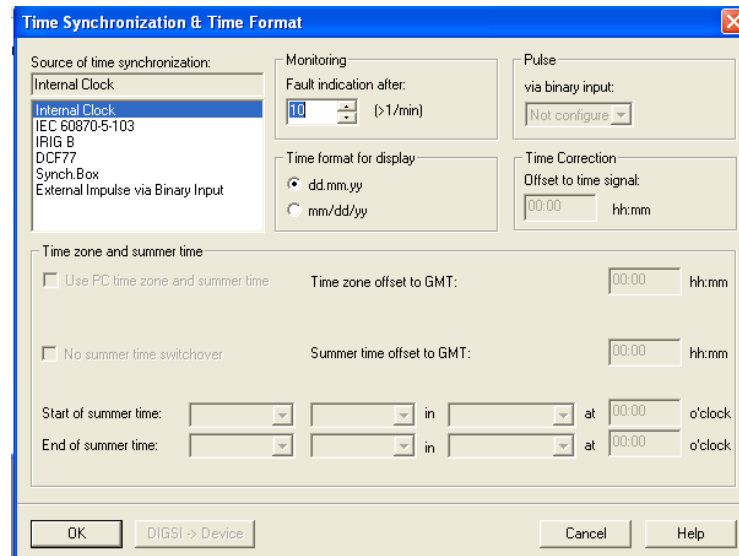


**Figura 4.22. Configuración de “General Device Settings”**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.6. Sincronización de Tiempo

Para la sincronización de tiempo “*Time Synchronization*” vamos a utilizar el reloj interno del relé “*Internal Clock*” con el cual tuviéramos la configuración mostrada en la figura 4.14 dada por defecto.



**Figura 4.23. Configuración de “Time Synchronization”**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.2.7. Lenguaje

Utilizaremos el idioma Inglés por una recomendación de la gente de operación de la central, donde supieron manifestar que al utilizar el idioma español se pueden presentar confusiones.



**Figura 4.24. Selección de idioma**

Fuente: DIGSI 4

### 4.3. CONFIGURACION DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE RESPALDO PARA LA FASE A-B.



#### 4.3.1. Equivalencia de funciones protección con relés multifunción 7UM622 y 7UT635.

En la tabla 4.1 y 4.2 se presentan las funciones de protección que se van a habilitar en los relés multifunción 7UM622 y 7UT635 respectivamente, para respaldar cada una de las funciones de protección implementadas actualmente en la fase A-B.

Funciones de Protección con Relés Electromecánicos	Funciones de Protección con el relé 7UM622		
	Función	Dirección	ANSI
51 GMV	Sobreintensidad de tiempo inverso	114	51 V
46 GM	Protección contra cargas desequilibradas	117	46
64 GMN	Protección de fallas a tierra del estator (90%)	150	59N/67GN
81U/O GM	Protección de Frecuencia	142	81
87 GM	Protección Diferencial	121	87G/87T
27 GM	Protección de subtensión	140	27
59 GM	Protección de sobretensión	141	59
40 GM	Protección de Subexcitación	130	40
60 GM	No se puede implementar de la manera en que se encuentra el esquema de protecciones actual		

**Tabla 4.1. Funciones a habilitarse en el relé 7UM622 para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

Funciones de Protección con Relés Electromecánicos	Funciones de Protección con el relé 7UT635		
	Función	Dirección	ANSI
51 CL	Sobreintensidad de tiempo inverso	114	50/51
51 TMN	Sobreintensidad monofásica a tierra	124	50G/51G
87 GT	Protección diferencial de transformadores trifásicos	112	87

**Tabla 4.2. Funciones a habilitarse en el relé 7UT635 para la fase A-B.**

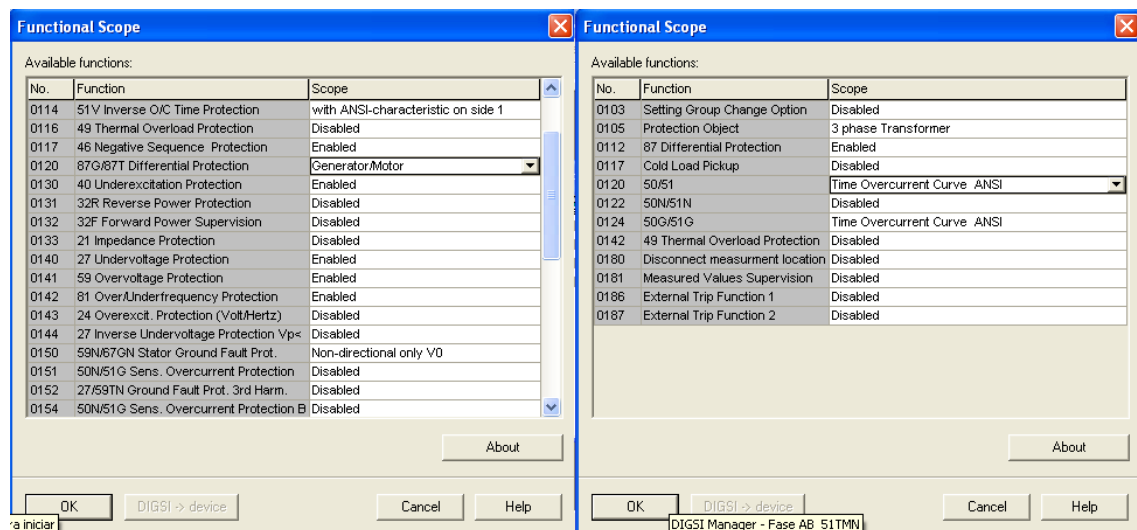
Fuente: Elaboración Propia

La función de protección contra desequilibrio de tensiones (ANSI 60) no se podrá habilitar en el módulo móvil, debido a que el relé multifunción Siemens 7UM622 no posee dicha función de protección, sino que éste, solo tiene una función que detecta la pérdida de señal de un transformador de tensión a la vez, lo cual no nos ayudará a reemplazar satisfactoriamente al relé electromecánico que actualmente cumple la función de protección 60, debido a que éste último hace uso de dos transformadores de tensión, dándonos como

resultado una comparación de magnitudes de tensión entre éstos y logrando discriminar que transformador de tensión ha fallado, ya sea, el transformador de tensión de protección o el utilizado para medición. Es así, que para lograr reemplazar satisfactoriamente la función de protección 60, con las mismas prestaciones que tiene el relé instalado actualmente, se debería de tener dos relés 7UM622, uno para detectar la pérdida de señal del TP de las protecciones y otro para detectar la pérdida de señal del TP que se usa para la medición.

#### 4.3.1.1. Habilitación de la funciones de protección.

Creamos dos proyectos en DIGSI 4, uno para el relé 7UM622 y otra para el 7UT635, los cuales van a tener por nombre “Fase AB\_7UM622” y “Fase AB\_7UT635”, entonces, ingresamos al relé de manera *Offline*, luego seleccionando la opción de *Settings*, se despliega los diferentes parámetros a configurar del relé. Aquí, lo primero que se hace es habilitar las funciones de protección que se utilizarán en el proyecto, esto se realiza en *Device Configuration*, la configuración para el relé 7UM622 y 7UT613 se muestra en la figura 4.25 respectivamente.



**Figura 4.25. Habilitación de las funciones de protección para el relé 7UM622 y 7UT613 respectivamente.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.3.2. Configuración de las funciones de protección de la fase A-B en DIGSI 4.

A continuación, se procederá a determinar los valores de calibración para cada función de protección a habilitarse en los relés multifunción, los cuales se deducirán a partir de los valores ajustados actualmente en los relés electromecánicos.

##### 4.3.2.1. Función de protección 51 GMV

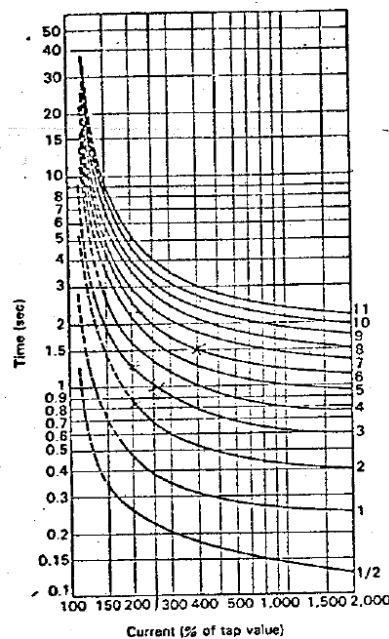


#### 4.3.2.1.1. Criterios de calibración de la función 51 GMV.

Usando la función de protección de sobrecorriente de tiempo inverso controlado por tensión del relé 7UM622, tenemos las opciones de curvas normalizadas tanto de tipo IEC como de ANSI; lo primero que debemos hacer es determinar qué tipo de curva utiliza el relé instalado actualmente, haciendo uso de las curvas dadas por los fabricantes de los relés, y una vez determinada que tipo de curvas son, se ajustará en el relé multifunción los valores de TAP y Dial ajustados actualmente en los relés electromecánicos con el fin de no alterar el sistema de protecciones actual. Además vamos a configurar el dato de control de tensión actualmente calibrado.

#### 4.3.2.1.2. Cálculo de valores de calibración de la función 51 GMV.

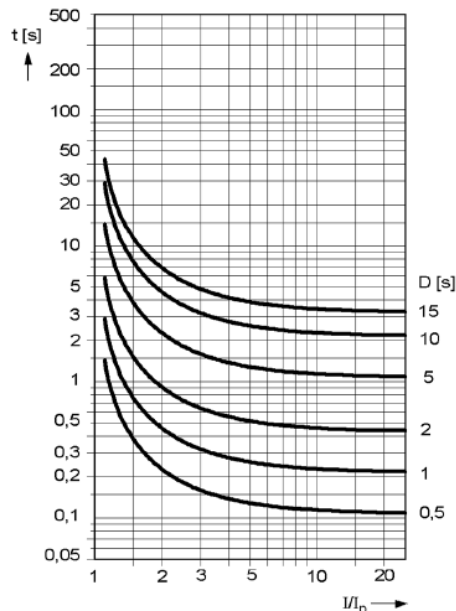
Las curvas de actuación dadas por el fabricante del relé electromecánico se indican en la figura 4.26.



**Figura 4.26. Curva de actuación del relé de sobrecorriente de tiempo Inverso con control de tensión COV 6.**

Fuente: Datasheet Mitsubishi AC Overcurrent Relay, Types CO-2 ~ -11

Debido a que las curvas actuación del relé electromecánico coinciden perfectamente con las curvas de actuación **definida inversa** del relé 7UM622 mostradas en la figura 4.27, los valores a ajustarse en el relé multifunción, serán los mismos que se tienen ajustados actualmente en los relés electromecánicos.



**Figura 4.27. Curva de actuación definida de tiempo Inverso del relé 7UM622 de la norma ANSI.**

Fuente: Manual del Relé Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62 V4.

Actualmente en los relés electromecánicos, los valores ajustados son un TAP de 3.5 A y un Dial de 2.

Entonces, los valores a ajustarse en el relé 7UM622 serán:

Pickup = **3.5 A**

DIAL= **2**

V<**80V**

#### 4.3.2.1.3. Parámetros de calibración de la función 51V.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “Setting Group A” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.3, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Inver. O/C T. Prot.	Dirección	Parámetro	Valor
51Ns	1401	51 V Inverse O/C Time Protection Ip	ON
	1402	51 Pickup	3.5 A
	1404	51 Time Delay	2
	1406	51 ANSI Curve	Definite Inverse
	1407	51 V Voltage Influence	Voltage Controlled
	1408	51 V V< Threshold for Release Ip	80

**Tabla 4.3. Configuración de la función de protección 51V para fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.3.2.2. Función de protección 40G

##### 4.3.2.2.1. Criterios de calibración de la función 40G.

La función de protección de subexcitación del relé 7UM622, para detectar la pérdida de campo, calcula la admitancia del generador vista desde los terminales de la máquina, al igual que el relé actualmente instalado en la central, pero estos se diferencian en la forma de delimitar sus zonas de actuación, mientras que el relé 7UM622 determina sus límites de operación utilizando la curva de capacidad de la máquina, el relé electromecánico delimita su zona de actuación utilizando valores de impedancia típicos que se presentan en la máquina cuando existe la condición de pérdida de campo. Debido a esto no se puede configurar al relé 7UM622 a partir de los datos actualmente calibrados de los relés electromecánicos, por lo cual vamos a seguir las recomendaciones del manual de Siemens para configurar la función de protección correctamente.

##### 4.3.2.2.2. Cálculo de valores de calibración de la función 40G.

Esta función de protección hace uso de 3 características para delimitar su zona de actuación, las cuales se proceden a calcular.

Característica 1:

$$Característica_1 = \frac{1}{X_d}$$

$$Característica_1 = \frac{1}{1.09} = 0.92$$

Para calcular el valor en el secundario de los TC's se utiliza la siguiente fórmula:

$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = \frac{1}{X_d} * \frac{I_N}{U_n} * \frac{U_{N,TP,prim}}{I_{N.TC,prim}}$$
$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = \frac{1}{1.09} * \frac{4644}{13800} * \frac{13800}{6000} = \mathbf{0.71}$$

Fijándonos en la figura 4.28, que representa a la curva de capacidad del generador, se obtiene el ángulo para la característica 1 de **67°**.

En la figura 4.29 se presentan las recomendaciones del manual para el ajuste de los tiempos de actuación de las diferentes características, por lo tanto se utiliza un tiempo de operación de **10 segundos** para la característica 1 para así permitir una correcta actuación del regulador de tensión.

Característica 2:

$$Característica_2 = 0.9 * \frac{1}{X_d}$$



$$Característica_2 = 0.9 * \frac{1}{1.09} = 0.82$$

Para calcular el valor en el secundario de los TC's se utiliza la siguiente fórmula:

$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = 0.9 * \frac{1}{X_d} * \frac{I_N}{U_n} * \frac{U_{N,TP,prim}}{I_{N.TC,prim}}$$
$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = 0.9 * \frac{1}{1.09} * \frac{4644}{13800} * \frac{13800}{6000} = \mathbf{0.64}$$

Fijándonos en la figura 4.28 obtenemos el ángulo para la característica 2 de **90°**.

De la figura 4.29 se obtiene un tiempo de operación de **10 segundos**, para definir el tiempo de disparo si perdura el valor de la admitancia.

Característica 3:

Esta característica debe estar entre el valor de la admitancia síncrona y la de régimen transitorio:

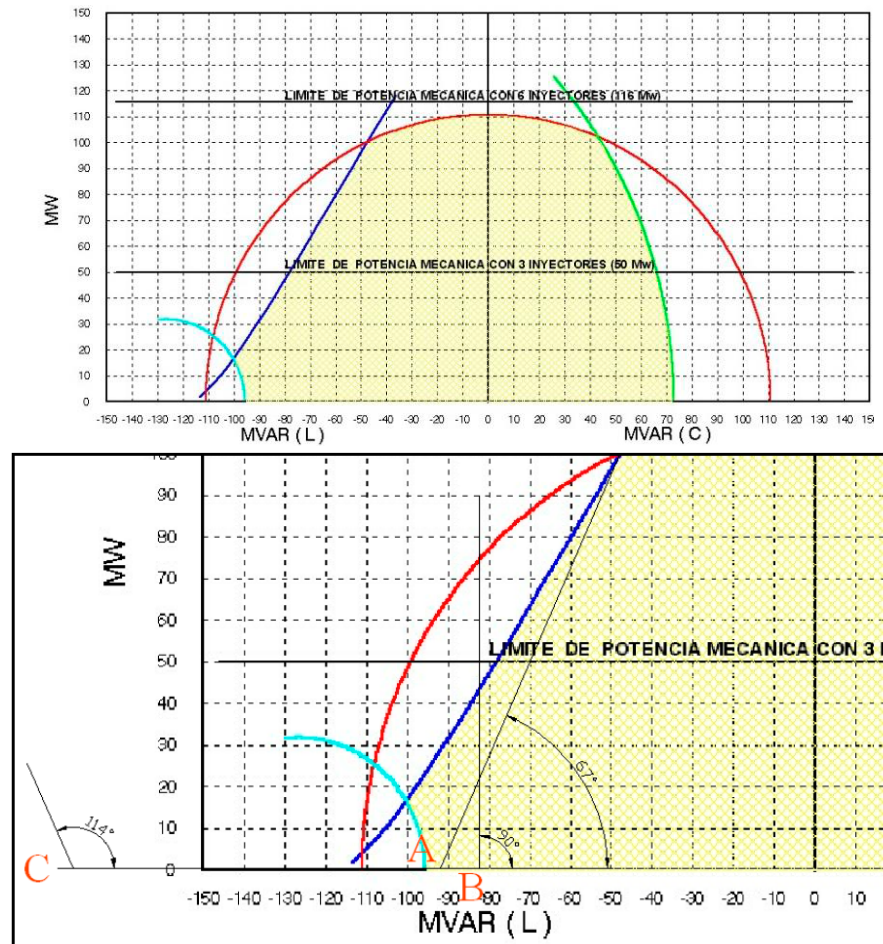
$$Característica_3 = \frac{2}{X_d}$$
$$Característica_3 = \frac{2}{1.09} = 1.84$$

Para calcular el valor en el secundario se utiliza la siguiente fórmula:

$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = \frac{2}{X_d} * \frac{I_N}{U_n} * \frac{U_{N,TP,prim}}{I_{N.TC,prim}}$$
$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = \frac{2}{1.09} * \frac{4644}{13800} * \frac{13800}{6000} = \mathbf{1.42}$$

Fijándonos en la figura 4.28 obtenemos el ángulo para la característica 3 de **114°**.

De la misma forma, de la figura 4.29 se obtiene un tiempo de operación de **0 segundos**, ya que en esta condición el disparo debe ser inmediato.



**Figura 4.28. Curva de capacidad de los generadores de la fase A-B y las características para la configuración de la protección de Subexcitación.**

Fuente: Estudio para la modernización de los sistemas de protección de los grupos de generación y transmisión de la central hidroeléctrica Paute, C. Piña y J. Moreno.

Característica 1 y 2 estabilidad estática	sin temporización	Aviso de excitación: ARR excit. <
Característica 1 y 2 estabilidad estática	temporización tiempo largo T CAR. 1 = T CAR. 2 $\approx$ 10 s	Disparos Exc < 1 DISP / Exc < 2 DISP
Característica 1 y 2 fallo de la tensión de excitación	temporización tiempo corto T RAP. U < $\approx$ 1,5 s	Disparo Exc < U <sub>exc</sub> < DISP
Característica 3 estabilidad dinámica	temporización tiempo corto T CAR. 3 $\approx$ 0,5 s	Disparo Exc < 3 DISP

**Figura 4.29. Ajuste de la protección de Subexcitación.**

Fuente: Manual del Relé Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62 V4

Para los parámetros de la temporización de escalón rápido y el valor de reacción del bloqueo por subtensión se ajustaran los valores recomendados en el manual del relé multifunción, y son **0** segundos y **25 V** respectivamente.

#### 4.3.2.2.3. Parámetros de calibración de la función 40.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “*Setting Group A*” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.4, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Under-Excitation Prot.	Dirección	Parámetro	Valor
40 Under-Excitation	3001	40 Underexcitation Protection	ON
	3011	40 T-Short Time Delay (Char & Vexc<)	0.0 sec
	3012	40 State of excitation Volt. Supervision	OFF
	3013	40 Excitation Voltaje Superv. Pickup	2.00 V
	3014A	40 Undervoltage blocking Pickup	25 V
Characteristic	3002	40 Conductance Intersect Characteristic 1	0.71
	3003	40 Inclination Angle of Characteristic 1	67°
	3004	40 Characteristic 1 Time Delay	10 sec
	3005	40 Conductance Intersect Characteristic 2	0.64
	3006	40 Inclination Angle of Characteristic 2	90°
	3007	40 Characteristic 2 Time Delay	10 sec
	3008	40 Conductance Intersect Characteristic 3	1.42
	3009	40 Inclination Angle of Characteristic 3	114°
	3010	40 Characteristic 3 Time Delay	0.0 sec

**Tabla 4.4. Configuración de la función de protección 40 para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.3.2.3. Función de protección 46G

##### 4.3.2.3.1. Criterios de calibración de la función 46G.

La función de protección contra cargas desequilibradas del relé 7UM622 necesita diversos datos para configurarlo correctamente, de los cuales, solo se conocen pocos, que son los valores que se encuentran ajustados en los relés electromecánicos, por lo tanto, para obtener los datos faltantes se utilizará la norma IEEE Std C37.102 – 2006 y las recomendaciones hechas en el manual del relé Siemens 7UM622. Para el disparo de la función vamos a utilizar un punto de alarma y otro de disparo inmediato, tratando de que los dos puntos pertenezcan a la curva de actuación del relé electromecánico COQ.

##### 4.3.2.3.2. Cálculo de valores de calibración de la función 46G.

Para la condición de carga desequilibrada permanente vamos a usar los valores establecidos por la norma IEEE, de la sección de condiciones anormales de operación de generadores, en la cual establece que para



generadores de polos salientes con devanados de amortiguación la  $I_2$  permisible es del 10% de la corriente nominal.

Entonces calculamos la configuración de arranque de tal manera que:

$$\text{Configuración de Arranque} = I_{2\text{-perm}} \left( \frac{I_N}{I_{CT\text{-prim}}} \right)$$

Dónde:

$I_{2\text{-perm}}$  = Porcentaje de corriente de secuencia negativa permisible.

$I_N$  = Corriente nominal del generador.

$I_{CT\text{-prim}}$  = Corriente nominal del primario del transformador de corriente.

$$\text{Configuración de Arranque} = 0,1 \left( \frac{4644}{6000} \right) = 0.0774$$

$$\text{Configuración de Arranque} = 7.7\%$$

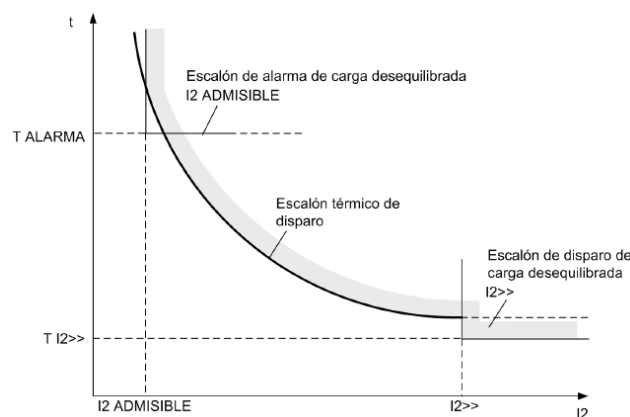
El tiempo de alarma se ajustara con el mayor admisible por el relé multifunción, el cual es **60 s**.

Para el valor de “2 Pickup  $I_{2>>}$ ” se ajustará con un valor del 75 %, que es el primer punto de actuación proporcionado por las pruebas realizadas en el relé electromecánico. Con este punto tendríamos una actuación a los **25.18 s**, asemejándonos lo más posible al funcionamiento actual del sistema de protecciones.

Calculamos el valor del 75% con respecto al secundario del TC.

$$\text{Pick up} = 0,75 \left( \frac{4644}{6000} \right) = 0.57$$

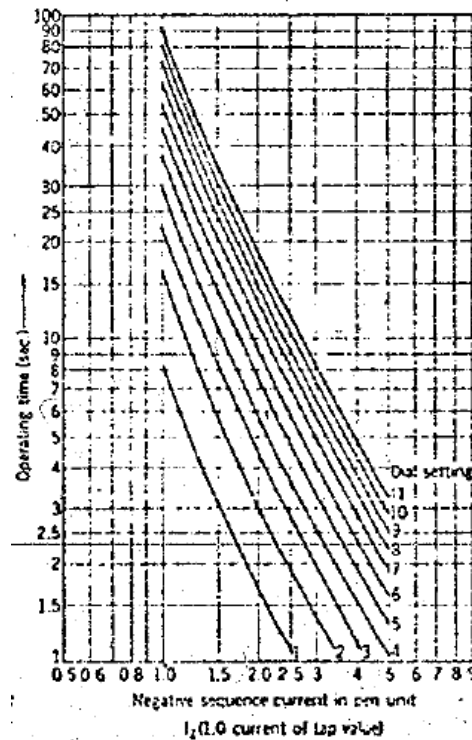
Entonces tendríamos un valor de “2 Pickup  $I_{2>>}$ ” de **57%**.



**Figura 4.30. Campo de disparo de la protección de carga desequilibrada 7UM622**

Fuente: Manual del Relé Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62 V4

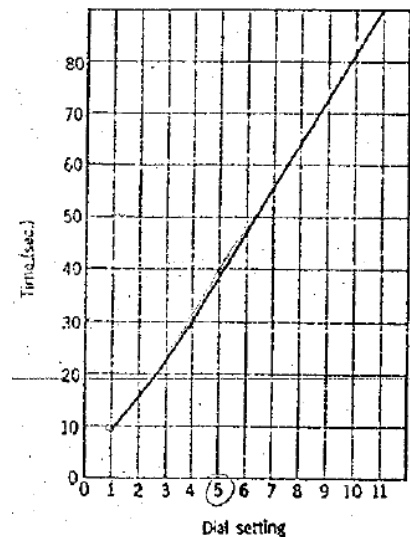




**Figura 4.31. Curva de actuación del Relé de Secuencia negativa COQ.**

Fuente: Datasheet Mitsubishi Negative phase sequence overcurrent relays, Types COQ

El factor de simetría  $K$  actualmente calibrado es de 16 s, éste se deduce de la curva suministrada por el fabricante que se indica en la figura 4.32.



**Figura 4.32. Calibración del DIAL vs  $K$  del relé de secuencia negativa COQ.**

Fuente: Datasheet Mitsubishi Negative phase sequence overcurrent relays, Types COQ

Entonces, para valores del secundario de los TC tenemos:

$$K_{sec} = K_{prim} \left( \frac{I_N}{I_{CT-prim}} \right)^2$$

$$K_{sec} = 16 \left( \frac{4644}{6000} \right)^2 = 9.6s$$

Debido a que no conocemos el tiempo de enfriamiento del generador, procedemos a calcularlo siguiendo la recomendación del manual del relé multifunción que establece que el tiempo de calentamiento y enfriamiento son iguales y se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$t_{enfria} = K_{prim} / I_{2-perm}$$

$$t_{enfria} = \frac{16}{0.1} = 160s$$

#### 4.3.2.3.3. Parámetros de Calibración de la función 46.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “Setting Group A” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.5, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Negative Sequence	Dirección	Parámetro	Valor
46	1701	46 Negative Sequence Protection	ON
	1702	46 Continuously Permissible Current I2	7.7%
	1703	46 Warning Stage Time Delay	60 sec
	1704	46 Permissible Negative Sequence Time K	9.6 sec
	1705	46 Time for Cooling Down	160 sec
	1706	46-2 Pickup	57%
	1707	46-2 Time Delay	25.18 sec

**Tabla 4.5. Configuración de la función de protección 46 para fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.3.2.4. Función de protección 64GMN.

##### 4.3.2.4.1. Criterios de calibración de la función 64GMN.

Actualmente, esta fase de la central solo tiene implementada la protección de fallas a tierra del 90% del estator, por lo tanto, para remplazar al relé electromecánico de sobretensión de tiempo inverso de fallas a tierra del estator, usaremos la función de protección de fallas a tierra del estator (90%) del relé 7UM622.

El ajuste de esta protección se realizará con un punto de la curva de actuación inversa ajustado en el relé electromecánico actualmente, el cual será el de mínima tensión que aparece en una falla a tierra.

#### 4.3.2.4.2. Cálculo de valores de calibración de la función 64GMN.

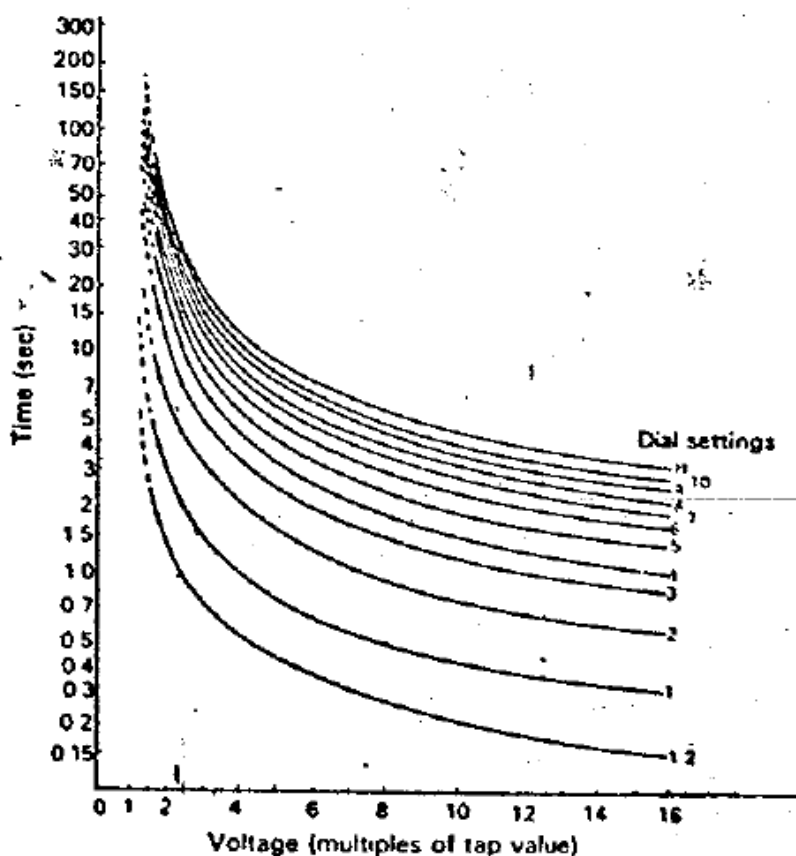
Actualmente en el relé electromecánico tenemos ajustado un TAP de 5.5 y un Dial de 0.5; dados estos datos obtenemos el tiempo de actuación para la tensión de falla a tierra en el secundario del TP:

$$\text{Veces el TAP} = \frac{\text{Valor de Tension}}{\text{TAP}}$$

Para la tensión de falla a tierra igual a 6.94 V tendremos:

$$\text{Veces el TAP} = \frac{6.94}{5.5} = 1.26$$

Las curvas de actuación dadas por el fabricante del relé electromecánico se indican en la figura 4.33.



**Figura 4.33. Curva de actuación del relé de sobretensión de tiempo inverso CV8.**

Fuente: Datasheet Mitsubishi Overvoltage Relay, Types CV-8

Por lo tanto, con un Dial de 0.5 y una tensión de 1.26 veces el valor del TAP tenemos un tiempo de actuación igual **2,5 s**

#### 4.3.2.4.3. Parámetros de calibración de la función 59N/67GN.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “*Setting Group A*” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.6, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Stator Ground Fault Proct.	Dirección	Parámetro	Valor
59N/67GN	5001	59N/67GN Stator Ground Fault Prot.	ON
	5002	59N V0>Pickup	6.9 V
	5005	59N/67GN Time Delay	2.5 Sec

**Tabla 4.6. Configuración de la función de protección 59N/67GN para fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.3.2.5. Función de protección 27G.

##### 4.3.2.5.1. Criterios de calibración de la función 27G.

El relé 7UM622 para su función de protección de subtenensión utiliza dos umbrales de tensión con la posibilidad de tener tiempos de actuación temporizados, en contraste con el relé electromecánico actualmente instalado, el cual tiene una característica de actuación de tiempo inverso; por lo cual, lo que vamos a realizar es elegir dos valores de tensión significantes y luego procederemos a determinar el tiempo que le toma al relé electromecánico despejar la falla haciendo uso de la característica inversa actualmente ajustada, para de esta forma acercarnos lo más posible a la operación del relé electromecánico.

##### 4.3.2.5.2. Cálculo de valores de calibración de la función 27G.

Los valores de tensión que se van a ajustar para la protección de subtenensión van ser:

$$V_1 = 0.70 * V_n$$

$$V_1 = 0.70 * 115 \text{ V}$$

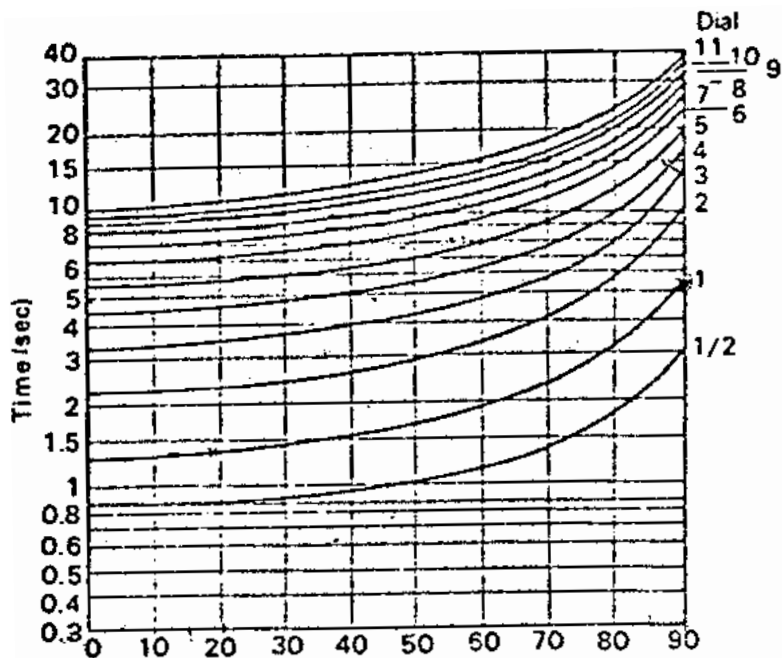
$$V_1 = 80.5 \text{ V}$$

$$V_2 = 0.5 * V_n$$

$$V_2 = 0.5 * 115 \text{ V}$$

$$V_2 = 57.5 \text{ V}$$

Los tiempos de actuación los obtenemos de las curvas dadas por el fabricante del relé electromecánico, las cuales se indica en la figura 4.34.



**Figura 4.34. Curva de actuación del relé de sobrevoltaje CV5.**

Fuente: Datasheet Mitsubishi Ac Voltage Relay, Types CV-1,-2,-4 ~ -7

Debido a que actualmente en el relé tenemos ajustado un TAP de 93 y un Dial de 1, entonces:

Para V1 tendremos:

$$\text{Veces el TAP} = \frac{\text{Valor de Tensión}}{\text{TAP}}$$

$$\text{Veces el TAP} = \frac{80.5}{93} = 0.86$$

Y para V2 se tiene:

$$\text{Veces el TAP} = \frac{57.5}{93} = 0.61$$

Utilizando la curva de actuación del Dial 1 se obtienen los tiempos de actuación:

Para V1 se obtiene un tiempo de actuación de **4 seg.**

Para V2 se obtiene un tiempo de actuación de **2 seg.**

#### 4.3.2.5.3. Parámetros de calibración de la función 27G.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en "Setting Group A" y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.7, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.



Undervoltage Prot.	Dirección	Parámetro	Valor
27	4001	27 Undervoltage Protection	On
	4002	27-1 Pickup	80.5 V
	4003	27-1 Time Delay	4 s
	4004	27-2 Pickup	57.5 V
	4005	27-2 Time Delay	2 s

**Tabla 4.7. Configuración de la función de protección 27 para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### **4.3.2.6. Función de protección 59G.**

##### **4.3.2.6.1. Criterios de calibración de la función 59G.**

El relé 7UM622 para su función de protección de sobretensión utiliza dos umbrales de tensión con la posibilidad de tener tiempos de actuación temporizados, en contraste con el relé electromecánico actualmente instalado, el cual tiene una característica de actuación de tiempo inverso; por lo cual, lo que vamos a realizar es tomar los valores de tensión recomendados por la norma IEEE Std C37.102-2006 y luego procederemos a determinar el tiempo que le toma al relé electromecánico despejar la falla haciendo uso de la característica inversa actualmente ajustada, para de esta forma acercarnos lo más posible a la operación del relé electromecánico.

##### **4.3.2.6.2. Cálculo de valores de calibración de la función 59G.**

Según la norma IEEE Std C37.102-2006 los valores de tensión para los cuales se le debe ajustar al relé de sobretensión deben ser:

$$V_1 = 1.15 * V_n$$

$$V_1 = 1.15 * 115 V$$

$$V_1 = \mathbf{132.5 V}$$

$$V_2 = 1.5 * V_n$$

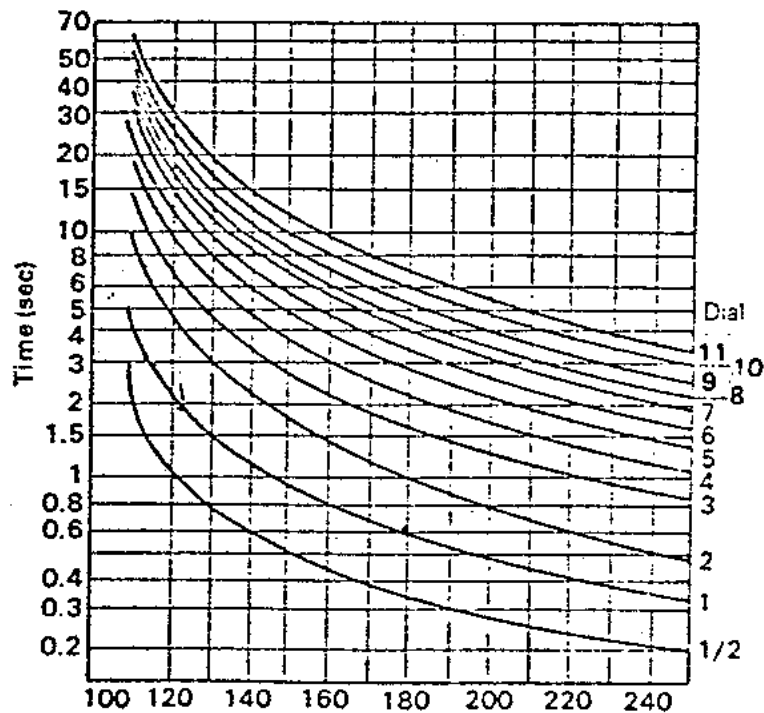
$$V_2 = 1.5 * 115 V$$

$$V_2 = 172.5 V$$

Pero en el relé 7UM622 el máximo valor de tensión que se puede ingresar es de 170 V, por lo cual el valor de  $V_2$  será:

$$V_2 = \mathbf{170 V}$$

Los tiempos de actuación los obtenemos de las curvas dadas por el fabricante del relé electromecánico, las cuales se indica en la figura 4.35.



**Figura 4.35. Curva de actuación del relé de sobretensión CV5.**

Fuente: Datasheet Mitsubishi Ac Voltage Relay, Types CV-1,-2,-4 ~ -7

Debido a que actualmente en el relé tenemos ajustado un TAP de 105 y un Dial de 1, entonces:

Para V1 tendremos:

$$\text{Veces el TAP} = \frac{\text{Valor de Tension}}{\text{TAP}}$$

$$\text{Veces el TAP} = \frac{132.5}{105} = 1.26$$

Y para V2 se tiene:

$$\text{Veces el TAP} = \frac{170}{105} = 1.62$$

Utilizando la curva de actuación del DIAL 1 se obtienen los tiempos de actuación:

Para V1 se obtiene un tiempo de actuación de **1.7 seg.**

Para V2 se obtiene un tiempo de actuación de **0.8 seg.**

#### 4.3.2.6.3. Parámetros de calibración de la función 59.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en "Setting Group A" y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.8, que corresponden a los



resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Overvoltage Prot.	Dirección	Parámetro	Valor
59	4101	59 Overvoltage Protection	On
	4102	59-1 Pickup	132.5 V
	4103	59-1 Time Delay	1.7 s
	4104	59-2 Pickup	170 V
	4105	59-2 Time Delay	0.79 s

**Tabla 4.8. Configuración de la función de protección 59 para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.3.2.7. Función de protección 81U/O.

##### 4.3.2.7.1. Criterios de calibración de la función 81U/O.

La función de protección de frecuencia del relé 7UM622 tiene la capacidad de establecer cuatro valores de disparo tanto de sobrefrecuencia como de baja frecuencia. Actualmente en la fase A-B de la central se tiene instalado solamente la protección de sobrefrecuencia, por lo cual, el relé multifunción únicamente se ajustará para que opere con valores de sobrefrecuencia.

Los datos para el ajuste de esta protección se los obtendrá de las pruebas realizadas a los relés electromecánicos.

##### 4.3.2.7.2. Cálculo de valores de calibración de la función 81U/O.

De las pruebas realizadas al relé de frecuencia de la central se tiene los siguientes datos:

Pickup: **60.9 Hz**

Tiempo de operación: **30 ms**

Debido a que tenemos que configurar todos los umbrales de protección, lo que se va a realizar es ajustar dos umbrales de sobrefrecuencia y dos de baja frecuencia, pero el único que se conectará al sistema de protecciones de la central será el umbral que está configurado con el valor de 60.9 Hz, los demás umbrales serán ajustados con valores por defecto.

La protección de frecuencia además posee un bloqueo por baja tensión, el cual, por recomendación del manual del relé multifunción debe ser el 65% de la tensión nominal:

$$65\% * U_N = 0.65 * 115 = 74.75 V$$

##### 4.3.2.7.3. Parámetros de calibración de la función 81U/O.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en "Setting Group A" y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.9, que corresponden a los

resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Over/Under Frequency Prot.	Dirección	Parámetro	Valor
81 U/O	4201	81 Over/Under Frequency Protection	ON
	4203	81-1 Pickup	60.5 Hz
	4204	81-1 Time Delay	3 sec
	4206	81-2 Pickup	60.9 Hz
	4207	81-2 Time Delay	0.03 sec
	4209	81-3 Pickup	57.5 Hz
	4210	81-3 Time Delay	3 sec
	4212	81-4 Pickup	57 Hz
	4213	81-4 Time Delay	0 sec
	4214	81 Handling of Threshold Stage 81-4	Freq. Prot. Stage automatic
	4215	81 Minimum Required Volt. For Operation	74.75 V

**Tabla 4.9. Configuración de la función de protección 81U/O para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.3.2.8. Función de protección 87GM.

##### 4.3.2.8.1. Criterios de calibración de la función 87GM.

La función de protección diferencial de Generador/Motor del relé 7UM622 tiene la capacidad de reproducir cualquier característica de actuación diferencial, para esto el relé necesita que ingresemos el punto de arranque mínimo, las pendientes de las características de actuación y un punto de actuación inmediata. Todos estos datos se los obtendrá de la característica de actuación que tiene ajustado actualmente el relé electromecánico.

##### 4.3.2.8.2. Cálculo de valores de calibración de la función 87GM.

El relé electromecánico tiene diferentes puntos de arranque para su característica de operación, los cuales están en función del TAP ajustado, estos se indican en la figura 4.36.

Table 1 Minimum Operating Values

Ratio tap (%)	Minimum operating value (A)
5	0.2
10	0.4
20	0.8

**Figura 4.36. Valores mínimos de operación del relé de diferencial porcentual HAG-2-D.**



Fuente: Datasheet Mitsubishi Ratio-Differential Relay, Types HAG-2-D.

Ya que actualmente en el relé electromecánico está ajustado un TAP de 10%, nuestro valor mínimo de operación será de 0.4 Amperios.

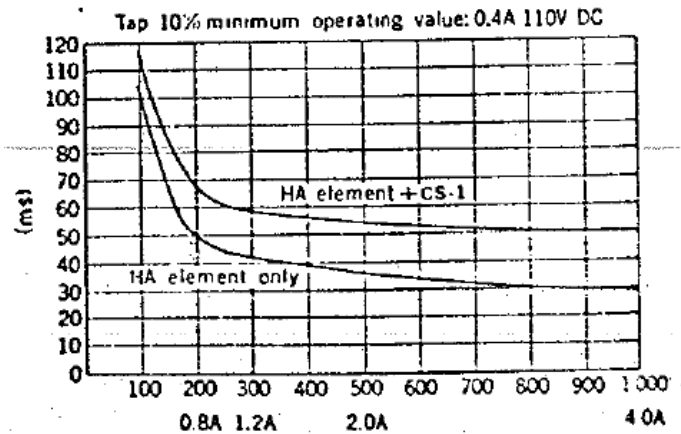
Debido a que el relé Siemens necesita que ingresemos un valor con respecto a la corriente nominal y no un valor en amperios, entonces lo único que tenemos que hacer es dividir el valor que tenemos para la corriente nominal del generador en el secundario del TC:

$$I_{DIFF>} = \frac{I_{min-HAG}}{I_N}$$
$$I_{DIFF>} = \frac{0.4}{3.87} = \mathbf{0.1}$$

El valor de disparo rápido lo calculamos según la recomendación del manual del relé Siemens 7UM622, debido a que actualmente no poseemos este dato en el relé electromecánico, éste nos dice que:

$$I_{DIFF\gg} > \frac{1}{X_d} * I_N$$
$$I_{DIFF\gg} > \frac{1}{0.35} * I_N$$
$$\frac{1}{0.35} * I_N = 2.86 I_N$$
$$I_{DIFF\gg} = \mathbf{3 \frac{I}{I_N}}$$

Los tiempos de actuación se determinan utilizando la figura 4.37, la cual es proporcionada por el fabricante del relé electromecánico y nos indica el tiempo de actuación en función de la corriente diferencial que mide el relé.



**Figura 4.37. Característica de tiempo típica del relé de diferencial porcentual HAG-2-D.**

Fuente: Datasheet Mitsubishi Ratio-Differential Relay, Types HAG-2-D.

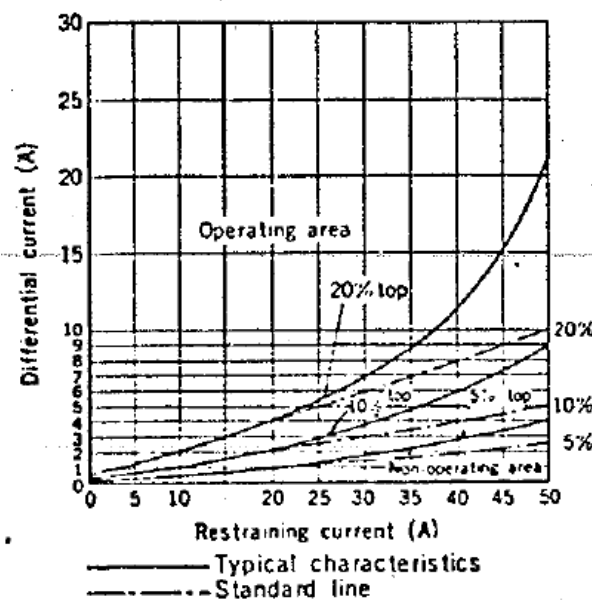
Por lo tanto, el tiempo de actuación para  $I_{DIFF>}$  sería:

$$top_{DIFF>} = 0.115 \text{ s}$$

Y para  $I_{DIFF>>}$  sería:

$$top_{DIFF>>} = 0.05 \text{ s}$$

Para encontrar las pendientes de las características de actuación requeridas por el relé Siemens, nos basaremos en la característica actualmente ajustada, la cual está descrita en el manual del relé electromecánico y se indica en la figura 4.38.



**Figura 4.38. Curva característica del relé diferencial porcentual HAG-2-D.**

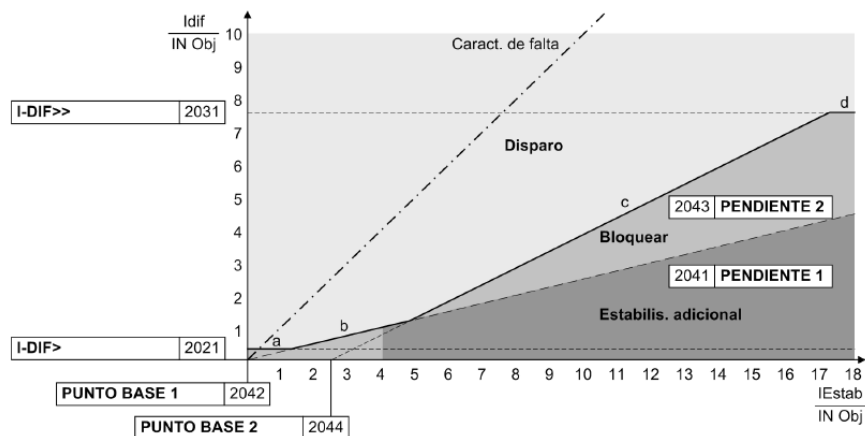
Fuente: Datasheet Mitsubishi Ratio-Differential Relay, Types HAG-2-D.

Como se puede notar en la figura anterior, el relé instalado actualmente posee una única característica de operación la cual tiene una pendiente de 10%, por lo tanto las dos características que tendríamos que configurar en el relé Siemens tendrían una pendiente de 0.1, pero, debido a que el relé Siemens no acepta valores menores a 0.25 en la pendiente de la segunda característica, el valor que se va a ajustar esta la pendiente será el valor de 0.25, para de esta forma afectar lo menos posible al ajuste actual. Por lo tanto los ajustes de las pendientes serán:

$$\text{Pendiente 1} = 0.1$$

$$\text{Pendiente 2} = 0.25$$

También el relé Siemens requiere que ingresemos los puntos bases de las dos características de operación, éstas están definidas como se indica en la figura 4.39 y básicamente son las intersecciones de las distintas características de operación con el eje de las abscisas.



**Figura 4.39. Característica de actuación de la función diferencial para generadores del relé 7UM622.**

Fuente: Manual del Relé de Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62 V4.

En este caso, el punto base para la primera característica será el valor de cero y para el punto base de la segunda característica, se ajustará en un valor elevado, con el fin de lograr, que para la mayoría de fallas el relé actúe según la primera característica, que es la que está ajustada actualmente. Nosotros ajustaremos este punto base con un valor de seis veces la corriente nominal del generador.

$$PB_1 = 0$$

$$PB_2 = 6$$

El relé, además posee la capacidad de elevar las características de operación durante el arranque de la máquina, la cual la deshabilitaremos al colocar **OFF** en la opción *Increase of Trip Char. During Start*.



También el relé tiene una función llamada de estabilización, esta función la deshabilitamos al colocar infinito en las opciones *Duration for Add-On Stabilization* y *Time for Cross-block Add-On Stabilization*.

Estos ajustes se realizan de esta forma, ya que el relé instalado actualmente no posee ninguna de estas características y al habilitar algunas de estas se puede alterar el funcionamiento actual del sistema de protecciones.

#### 4.3.2.8.3. Parámetros de calibración de la función 87.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “*Setting Group A*” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.10, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Prot. Dif	Dirección	Parámetro	Valor
General	2001	87G/87T Differential Protection	ON
	2005	87 Increase of Trip Char. During Start	OFF
I-Diff	2021	87-1 Pickup Value of Differential Curr.	0.10 I/InO
	2026 A	87-1 T I-DIFF> Time Delay	0.12 s
	2031	87-2 Pickup Value of High Set Trip	3 I/InO
	2036 A	87-2 T I-DIFF>> Time Delay	0.05 s
Characteristic	2041 A	87 Slope 1 of Tripping Characteristic	0.1
	2042 A	87 Base Point for Slope 1 of Charac.	0 I/InO
	2043 A	87 Slope 2 of Tripping Characteristic	0.25
	2044 A	87 Base Point for Slope 2 of Charac.	6 I/InO
	2051 A	87 I-RESTRAINT for Start Detection	0.10 I/InO
	2052 A	87 Factor for Increas. of Char. At Start	1
	2053	87 Maximum Permissible Starting Time	5 sec
	2061 A	87 Pickup for Add-On Stabilization	4 I/InO
	2062 A	87 Duration for Add-On Stabilization	oo Cycle
	2063 A	87 Time for Cross-block Add-On Stabilization	oo Cycle

**Tabla 4.10. Configuración de la función de protección 87G para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.3.2.9. Función de protección 87GT.

##### 4.3.2.9.1. Criterios de calibración de la función 87GT.

La función de protección de diferencial de transformador del relé 7UT635 tiene la capacidad de reproducir cualquier característica de actuación diferencial, para esto el relé necesita que ingresemos el punto de arranque mínimo, las pendientes de las características de actuación y un punto de actuación

inmediata. Todos estos datos se los obtendrá de la característica de actuación que tiene ajustado actualmente el relé electromecánico.

También posee otras características como restricción por armónicos las cuales también serán ajustadas de acuerdo con los valores ajustados actualmente.

#### 4.3.2.9.2. Calculo de valores de calibración de la función 87GT.

Para obtener el punto de arranque mínimo para la característica de operación nos fijamos en lo que nos indica el manual del relé electromecánico, este nos dice que el valor mínimo de operación va a estar entre el 25% y el 35% del TAP seleccionado. Nosotros tomaremos el valor del 25%, ya que también es el valor que nos recomienda el manual del relé Siemens y también es el valor que se ha obtenido en las diferentes pruebas realizadas a los relés electromecánicos.

Los TAP's calibrados actualmente son:  $TAP_{alto}=8.7$  y  $TAP_{bajo}=5$ , el uno para el lado de alta tensión y el otro para el lado de baja tensión respectivamente, nosotros nos basaremos en el lado de baja tensión, por lo tanto:

$$I_{min-HUB} = 0.25 * TAP_{bajo}$$

$$I_{min-HUB} = 0.25 * 5 = 1.25A$$

Debido a que el relé Siemens necesita que ingresemos un valor con respecto a la corriente nominal y no un valor en Amperios, entonces lo único que tenemos que hacer es dividir el valor que tenemos, para la corriente nominal del transformador en el secundario del TC:

$$I_{DIFF>} = \frac{I_{min-HUB}}{I_{NTrans}}$$

$$I_{DIFF>} = \frac{1.25}{3.97} = \mathbf{0.31}$$

Además, el relé electromecánico posee una unidad instantánea cuando el TAP es 11 veces su valor, por lo tanto tomaremos este valor como el valor  $I_{DIFF>>}$ , entonces:

$$I_{DIFF>>} = 11 * I_{DIFF>}$$

$$I_{DIFF>>} = 11 * 0.31 = \mathbf{3.41}$$

En este caso, los tiempos que ajustaremos serán los establecidos en el manual del relé electromecánico, el cual nos dice que la actuación es instantánea para todos los casos, entonces:

Para  $I_{DIFF>}$  sería:

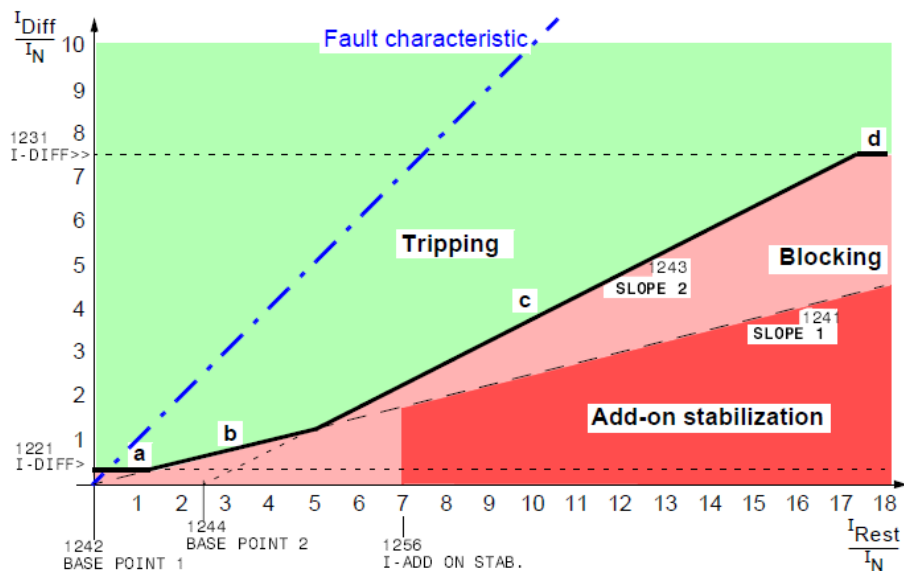
$$top_{DIFF>} = \mathbf{0\ s}$$

Y para  $I_{DIFF>>}$  sería:



$$top_{DIFF\gg} = 0\text{ s}$$

Este relé al igual que el relé 7UM622 nos pide que ingresemos la pendiente y el punto base de dos características de operación tal como se indica en la figura 4.40, en este caso el fabricante del relé electromecánico nos da dos características, una para valores de corriente pequeños indicada en la figura 4.41 y otra para valores más grandes indicada en la figura 4.42. Lo que se va a realizar es linealizar las dos características suministradas por el fabricante del relé electromecánico haciendo uso de dos puntos límites que pertenezcan a dichas características.



**Figura 4.40. Característica de actuación de la función diferencial para transformadores del relé 7UT635.**

Fuente: Manual del relé Differential Protection 7UT6 V4.0.

Para la primera característica utilizamos como referencia la figura 4.41 y tomamos los siguientes puntos:

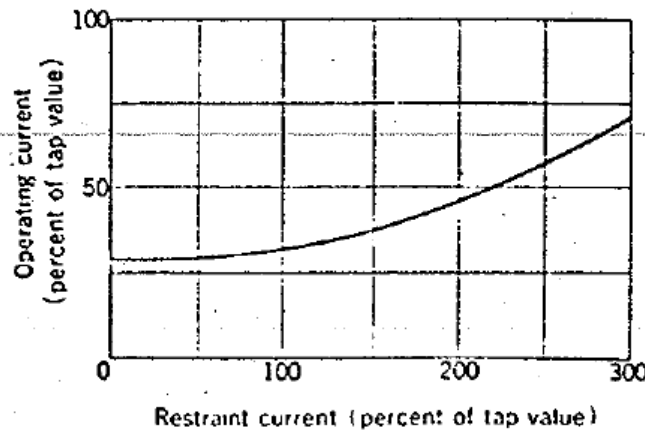
*Punto 1:*  $(x_1, y_1) = (0, 30)$

*Punto 2:*  $(x_2, y_2) = (300, 70)$

Con estos puntos encontramos la pendiente:

$$m1 = \frac{y2 - y1}{x2 - x1}$$

$$m1 = \frac{70 - 30}{300} = 0.13$$



**Figura 4.41. Curva característica del relé de diferencial porcentual HUB-2.**

Fuente: Datasheet Mitsubishi Ratio-Differential Relay, Types HUB-2.

El punto base de la pendiente 1 será:

$$PB_1 = 0$$

Para la característica 2, utilizamos como referencia la figura 4.42 y tomamos los siguientes puntos:

$$\text{Punto 1: } (x_1, y_1) = (300, 70)$$

$$\text{Punto 2: } (x_2, y_2) = (1250, 750)$$

$$m2 = \frac{y2 - y1}{x2 - x1}$$

$$m2 = \frac{750 - 70}{1250 - 300} = 0.71$$

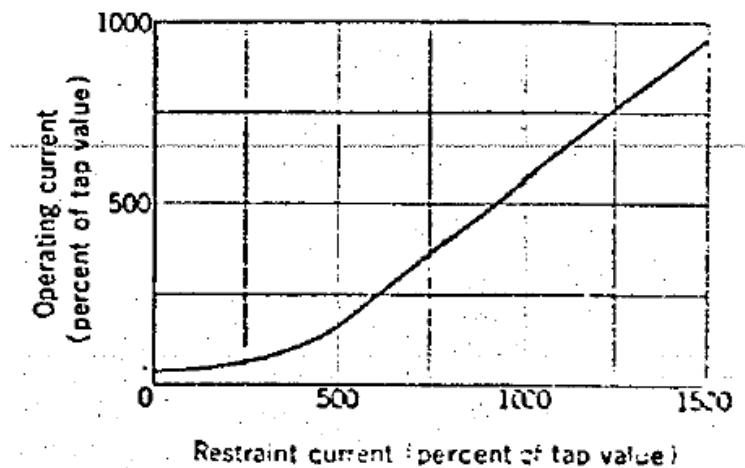
Para encontrar el punto base de esta característica se determinará la ecuación de la recta que forman los puntos seleccionados, para luego proceder a encontrar el corte con el eje de las abscisas:

$$y - y_1 = m2(x - x_1)$$

$$x = \frac{y - y_1}{m2} + x_1$$

$$x = \frac{y - 70}{0.71} + 300$$

$$x(0) = \frac{0 - 70}{0.71} + 300 = 201.41$$



**Figura 4.42. Curva característica del relé de diferencial porcentual HUB-2.**

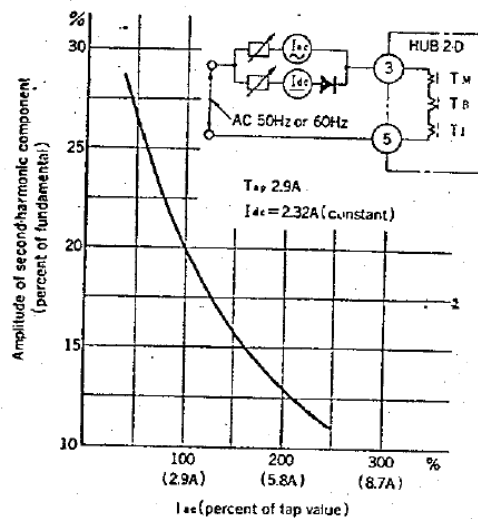
Fuente: Datasheet Mitsubishi Ratio-Differential Relay, Types HUB-2.

Esto sería 2.01 veces el TAP, pero, como el relé 7UT635 pide que ingresemos este valor en función de la corriente nominal del transformador, tenemos que realizar los siguientes cálculos:

$$PB_2 = \frac{\text{Veces el TAP} * TAP}{I_{NTrans}}$$

$$PB_2 = \frac{2.01 * 5}{3.97} = 2.53$$

El relé electromecánico también posee una restricción del segundo armónico para poder discriminar con mayor exactitud si la falla se produjo dentro de la zona de protección o si es una falla externa, por lo cual, esta función también la activaremos en el relé 7UT635; para determinar el porcentaje del segundo armónico que activa esta función recurriremos a la curva indicada en la figura 4.43, la cual nos suministra el fabricante del relé electromecánico.



**Figura 4.43. Porcentaje de la componente del segundo armónico del relé diferencial porcentual HUB-2.**

Fuente: Datasheet Mitsubishi Ratio-Differential Relay, Types HUB-2.

Dada esta figura tomamos el porcentaje del segundo armónico cuando estamos al 100% de la corriente que sería el **20%**.

Desactivamos la restricción por la componente de  $n$  armónicos y también la función de incrementar la característica durante el arranque de la máquina. Esto se logra colocando OFF en *87 Increase of Trip Char. During Starty* y en *87 n-th Harmonic Restraint*.

También el relé tiene una función llamada de estabilización, esta función la deshabilitamos al colocar infinito en las opciones *Duration for Add-On Stabilization* y *Time for Cross-block Add-On Stabilization*.

Estos ajustes se realizan de esta forma, ya que el relé instalado actualmente no posee ninguna de estas características y al habilitar algunas de estas se puede alterar el funcionamiento actual del sistema de protecciones.

#### 4.3.2.9.3. Parámetros de calibración de la función 87.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en "Setting Group A" y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.11, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UT635.

PROT. DIF	Dirección	Parámetro	Valor
General	1201	87 Differential Protection	ON
	1205	87 Increase of Trip Char. During Start	OFF
	1206	87 Inrush with 2.Harmonic Restraint	ON
	1207	87 n-th Harmonic Restraint	OFF
	1211A	87 Diff-Prot with meas. Ground Curr.S1	YES

I-Diff	1221	87-1 Pickup Value of Differential Curr.	0.31 I/InO
	1226A	87-1 T I-DIFF> Time Delay	0 s
	1231	87-2 Pickup Value of High Set Trip	3.4 I/InO
	1236A	87-2 T I-DIFF>> Time Delay	0 s
Characteristic	1241A	87 Slope 1 of Tripping Characteristic	0.13
	1242A	87 Base Point for Slope 1 of Charac.	0 I/InO
	1243A	87 Slope 2 of Tripping Characteristic	0.71
	1244A	87 Base Point for Slope 2 of Charac.	2.53 I/InO
	1251A	87 I-RESTRAINT for Star Deteccion	0.10 I/InO
	1252A	87 Factor or Increas. Of Char. At Star	1.0
	1253	87 Maximum Permissible Starting Time	5.0
	1261A	87 Pickup for Add-On Stabilization	4 I/InO
	1262A	87 Duration for Add-On Stabilization	oo Cycle
Inrush 2.HM	1263A	87 Time for Cross-block Add-On Stabilization	oo Cycle
	1271	87 2nd Harmonic Content in I-DIFF	20%
Restr. n.HM	1272A	87 Time for Cross-blocking 2nd Harm.	3 Cycle
	1276	87 n-th Harmonic Content in I-DIFF	30%
	1277A	87 Time for Cross-blocking n-th Harm.	0 Cycle
	1278A	87 Limit IDIFFmax of n-th Harm. Restr.	1.5 I/InO

**Tabla 4.11. Configuración de la función de protección 87GT para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### **4.3.2.10. Función de protección 51TMN.**

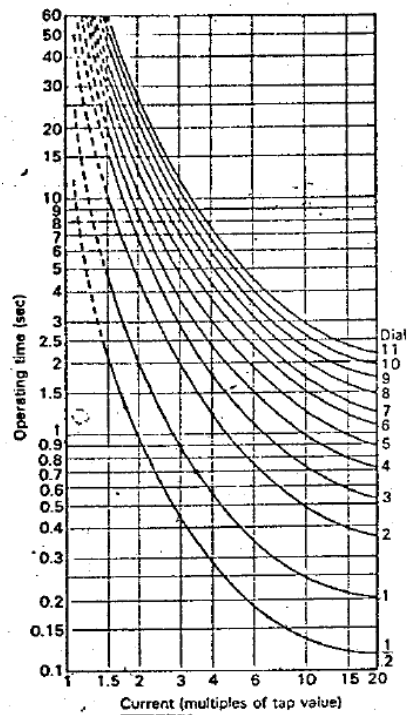
##### **4.3.2.10.1. Criterios de calibración de la función 51TMN.**

Usando la función de protección de sobrecorriente de tiempo inverso monofásica a tierra (50G/51G) del relé 7UT635, tenemos las opciones de curvas de actuación tanto de la norma ANSI como de la IEC.

Para encontrar los valores a ajustar en el relé multifunción, debemos hacer una comparación entre las curvas de actuación dadas por los fabricantes de ambos relés y con el fin de no afectar el sistema de protecciones actual, debemos usar la curva que más se asemeje a la curva de actuación ajustada actualmente.

##### **4.3.2.10.2. Calculo de valores de calibración.**

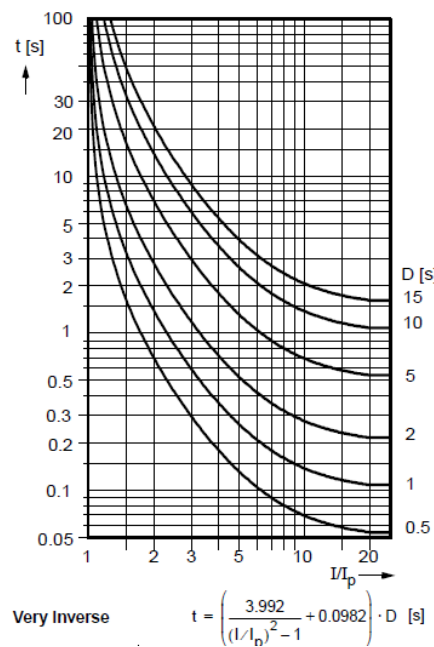
Las curvas de actuación dadas por el fabricante del relé electromecánico se indican en la figura 4.44.



**Figura 4.44. Curva de actuación del relé de sobrecorriente de tiempo Inverso CO8.**

Fuente: Datasheet Mitsubishi AC Overcurrent Relay, Types CO-2 ~ -11

Las curvas de actuación que más se asemejan a las del relé electromecánico son las curvas **Muy inversas de la norma ANSI**, las cuales se indican en la figura 4.45.



**Figura 4.45. Curva de actuación Muy Inversa del relé 7UT635 de la norma ANSI.**

Fuente: Manual del relé Differential Protection 7UT6 V4.0.

Debido a que las curvas de ambos relés no son exactamente idénticas, se procederá a calcular el Dial correspondiente a la característica de actuación que más se asemeje a la característica actualmente ajustada.

Por lo tanto, para encontrar el valor del Dial que debemos ajustar en el relé multifunción, partiremos de los datos ajustados actualmente en el relé y que son: TAP de 7 y un DIAL de 1.

Luego hacemos uso la fórmula de las curvas muy inversas dada por la ANSI, la cual que se indican a continuación:

$$top = \left( \frac{3.992}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} + 0.0982 \right) DIAL$$

Dónde:

$top$  = tiempo de operacion

$$\frac{I}{I_p} = \text{veces el TAP}$$

Entonces, de las pruebas realizadas al relé electromecánico notamos que cuando tenemos una corriente de 1.5 veces el TAP, el tiempo de operación es 4.75 s; por lo tanto el Dial se calculará de la siguiente forma:



$$DIAL = top / \left( \frac{3.992}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} + 0.0982 \right)$$

$$DIAL = 4.75 / \left( \frac{3.992}{(1.5)^2 - 1} + 0.0982 \right)$$

$$DIAL = 1.44$$

Entonces, los valores a configurar en el relé multifunción serían:

TAP: **7 A**

DIAL: **1.44**

#### 4.3.2.10.3. Parámetros de calibración de la función 50G/51G

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “Setting Group A” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.12, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UT635.

50G/51G	Dirección	Parámetro	Valor
General	2401	50G,51G Ground Time Overcurrent	ON
	2402	50/51 G InRush Restrained	OFF
	2408A	50/51 G Manual Close Mode	Inactive
50	2411	50G-2 Pickup	5,00 A
	2412	50G-2 Time Delay	oo sec
	2413	50G-1 Pickup	2,00 A
	2414	50G-1 Time Delay	oo sec
51	2421	51G Pickup	7 A
	2423	51G Time Dial	1.44
	2424	51G Drop-out Characteristic	Disk Emulation
	2426	51 G ANSI Curve	Very Inverse
Inrush	2441	50/51G 2nd harmonic in % of fundamental	15%
	2442	50/51G Maximum Current for Inr.Rest.	37,5 0A

**Tabla 4.12. Configuración de la función de protección 50G/51G para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.3.2.11. Función de protección 51 CL

##### 4.3.2.11.1. Criterios de calibración de la función 51 CL.

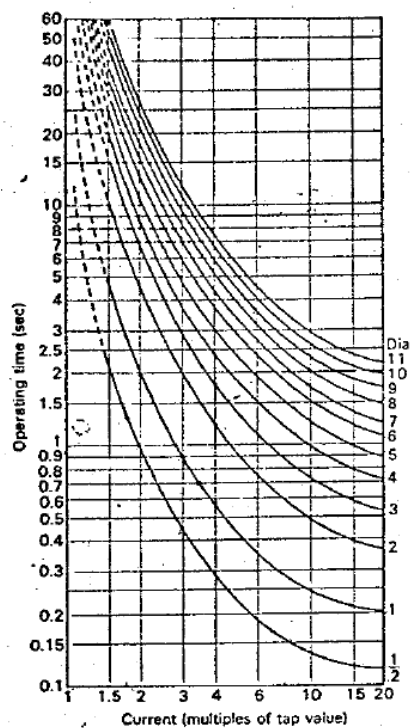
Para reemplazar al relé de protección que cumple la función 51 CL mediante el relé 7UT635, se necesitará habilitar en éste la función de protección de sobrecorriente de tiempo inverso 50/51. Esta protección tiene la capacidad de utilizar curvas de actuación normalizadas tanto de tipo IEC como ANSI. Los

valores de ajuste para el relé 7UT635 se obtendrán de manera que las curvas de actuación de ambos relés sean lo más parecidas.

#### 4.3.2.11.2. Calculo de valores de calibración de la función 51 CL.

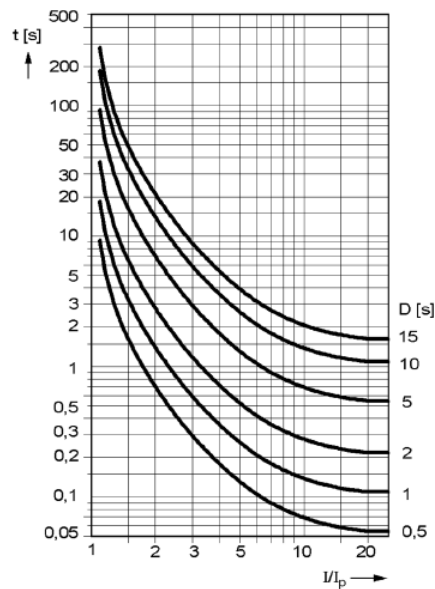
Para el ajuste de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso vamos a utilizar características de operación tipo ANSI, debido a que son las más parecidas a las características del relé electromecánico. Luego se procede a verificar cuál de todas las características ANSI es la que más se asemeja a la característica actual comparando los tiempos de actuación con diversos valores de corriente.

El análisis anterior da como resultado que la curva que se asemeja a la característica actual es una característica **ANSI INVERSA ALTA**, tal como se puede notar en las siguientes graficas:



**Figura 4.46. Curva de actuación del relé de sobre corriente de tiempo inverso C08.**

Fuente: Datasheet Mitsubishi AC Overcurrent Relay, Types CO-2 ~ -11



Inversa alta: 
$$t = \left( \frac{3,922}{(I/I_p)^2 - 1} + 0,0982 \right) \cdot D \text{ [s]}$$

**Figura 4.47. Curva de actuación inversa alta del relé 7UT635 de la norma ANSI.**

Fuente: Manual del relé Differential Protection 7UT6 V4.0.

Actualmente en el relé electromecánico tenemos ajustado un TAP de 3.5 y un DIAL de 0.75, por lo tanto para tener tiempos de operación semejantes a los actuales tendremos que ajustar el relé 7UT635 un DIAL de 1 y un TAP de 3.5.

En consecuencia, tendremos:

Pickup = **3.5 A**

Time Delay = **1 s**

#### 4.3.2.11.3. Parámetros de Calibración de la función 50/51

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “Setting Group A” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.13, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UT635.

50/51	Dirección	Parámetro	Valor
General	2001	50,51 Phase Time Overcurrent	ON
	2002	50/51 InRush Restrained	OFF
	2008A	50/51 Manual Close Mode	Inactive
50	2011	50G-2 Pickup	20,00 A
	2013	50G-2 Time Delay	oo sec
	2014	50G-1 Pickup	10,00 A
	2016	50G-1 Time Delay	oo sec
51	2021	51 Pickup	3.5 A

	2024	51 Time Dial	1
	2025	51 Drop-out Characteristic	Disk Emulation
	2027	51 ANSI Curve	Very Inverse
Inrush	2041	50/51 2nd harmonic in % of fundamental	15%
	2042	50/51 Maximum Current for Inr.Rest.	37,5 0A
	2044	50/51 CROSS BLOCK	NO
	2045	50/51 CROSS BLOCK Time	0.00 sec

**Tabla 4.13. Configuración de la función de protección 50/51 para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.3. CONFIGURACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE RESPALDO PARA LA FASE C.

##### 4.3.1. Equivalencia de funciones protección con relés multifunción 7UM622 y 7UT635.

En la tabla 4.14 y 4.15 se presentan las funciones de protección que se van a habilitar en los relés multifunción 7UM622 y 7UT635 respectivamente, para respaldar cada una de las funciones de protección implementadas actualmente en la fase C.

Funciones de Protección con Relés de estado solido	Funciones de Protección con el relé 7UM622		
ANSI	Función	Dirección	ANSI
87G	Protección Diferencial	121	87G/87T
27G	Protección de subtensión	140	27
40G	Protección de Subexcitación	130	40
46G	Protección contra cargas desequilibradas	117	46
49G	Sobreintensidad de tiempo inverso	114	51 V
21G	Protección de Impedancia	133	21
59G1 59G2	Protección de sobretensión	141	59
59N	Protección de fallas a tierra del estator (90%)	150	59N/67GN
64G1	Protección de fallas a tierra del estator (90%)	150	59N/67GN
64G2	Protección de fallas a tierra del estator con tercer armónico (100%)	152	27/59 TN
64F	Protección de fallas a tierra del rotor (R,fn)	160	64
59/81	Protección de Subexcitación	143	24
49GA	Protección de Sobrecarga Térmica	116	49
60 A 60 B	No se puede implementar de la manera en que se encuentra el esquema de protecciones actual		

**Tabla 4.14. Funciones a habilitarse en el relé 7UM622 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

Funciones de Protección con Relés de Estado solido	Funciones de Protección con el relé 7UT635		
ANSI	Función	Dirección	ANSI
50-51 ET	Sobreintensidad de tiempo inverso	114	50/51
50-51 UT	Sobreintensidad de tiempo inverso	114	50/51
51 TN	Sobreintensidad monofásica a tierra	124	50G/51G
87 GT	Protección diferencial de transformadores trifásicos	112	87

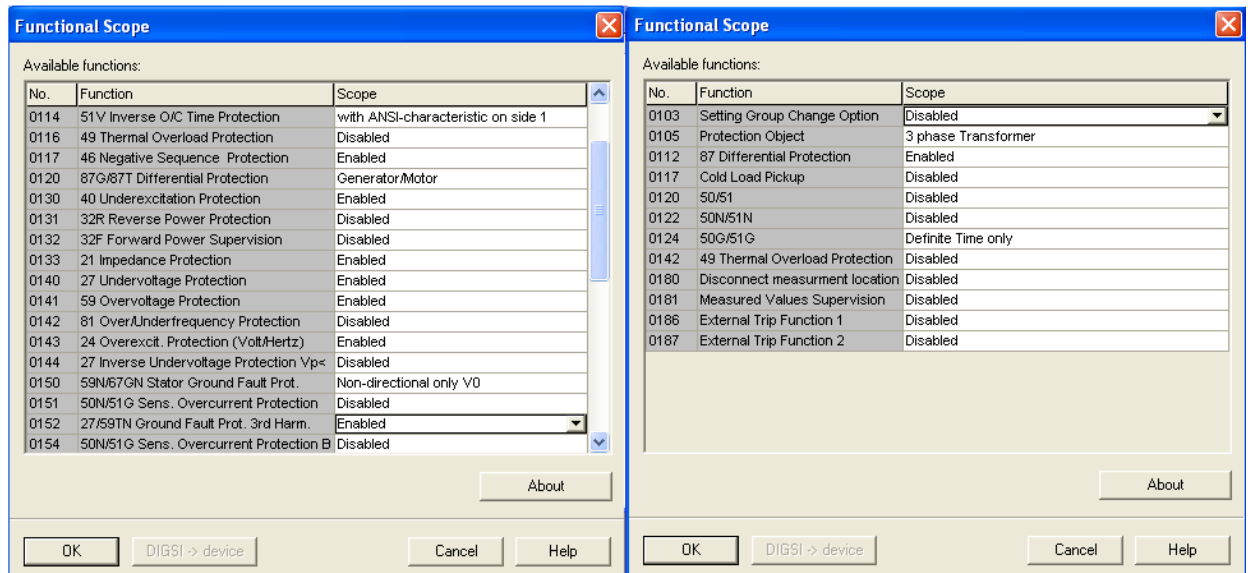
**Tabla 4.15. Funciones a habilitarse en el relé 7UT635 para fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.3.1.1. Habilidadación de la funciones de protección.

Creamos cinco proyectos en DIGSI 4, dos con el relé 7UM622 y tres con el 7UT635, el primero va a tener por nombre “Fase C\_7UM622”, este archivo tendrá habilitado todas las funciones para la protección exclusiva del generador excepto la protección 64f, el segundo proyecto tendrá por nombre “Fase C\_64f” este archivo considera el caso de falla del relé de la función protección 64f y excluye la función de protección de falla a tierra del estator, el tercer proyecto se llamará “Fase C\_7UT635”, en este proyecto se habilitan las funciones de protección 87GT y 51TN, el cuarto proyecto tendrá por nombre “Fase C\_50-51UT”, en este proyecto se habilitará las mismas funciones del archivo anterior más la función de protección 50-51UT y el último proyecto se llamará “Fase C\_50-51ET” y en este proyecto se cambiará en el proyecto anterior la función 50-51UT por la función 50-51ET.

Después ingresamos al relé de manera *Offline* y seleccionando la opción de *Settings* se despliega los diferentes parámetros a configurar del relé. Aquí, lo primero que se hace es habilitar las funciones de protección que se utilizarán en el proyecto, esto se realiza en *Device Configuration*, la habilitación de las funciones de protección en DIGSI 4 de los proyectos “Fase C\_7UM622” y “Fase C\_7UT635” se muestra en la figura 4.48 respectivamente.



**Figura 4.48. Habilitación de las funciones de protección.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.3.2. Configuración de las funciones de protección de la fase C en DIGSI 4.

A continuación, se procederá a determinar los valores de calibración para cada función de protección a habilitarse en los relés multifunción, los cuales se deducirán a partir de los valores ajustados actualmente en los relés de estado sólido.

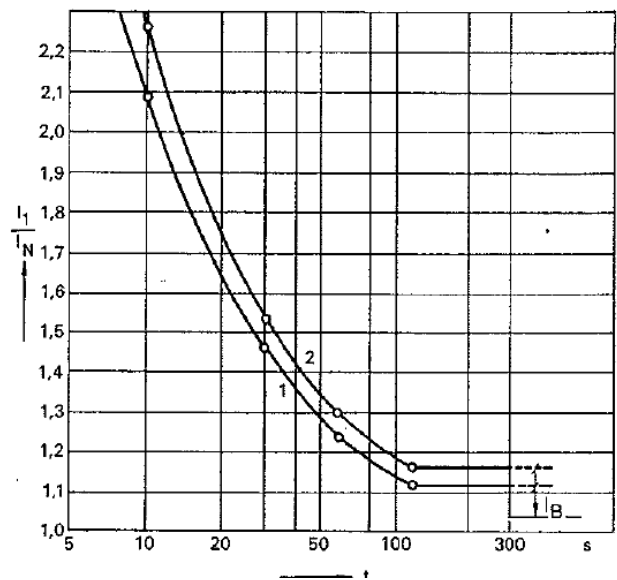
##### 4.3.2.1. Función de protección 49G.

##### 4.3.2.1.1. Criterios de calibración de la función 49G.

Debido a que no tenemos la función protección de sobrecarga con solo medición de corriente en el relé 7UM622, vamos a utilizar la función de sobrecorriente de tiempo inverso, de tal manera que encontremos una curva que se asemeje lo más posible a la curva de actuación dada por el fabricante del relé de estado sólido TGX-105. Para esto vamos a utilizar los valores actualmente calibrados y las pruebas realizadas al relé.

##### 4.3.2.1.2. Cálculo de valores de calibración de la función 49G.

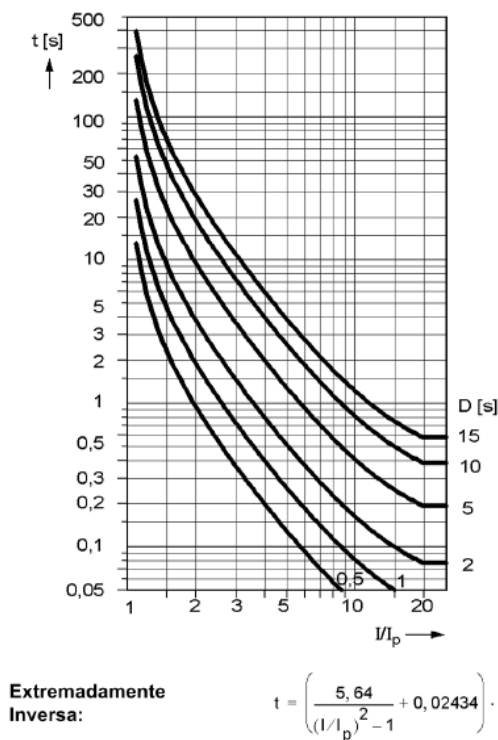
Para encontrar un DIAL adecuado primero nos fijamos en la curva de actuación dada por el fabricante del relé de estado sólido, que se muestra en la figura 4.49.



**Figura 4.49. Curva característica del relé de sobrecarga TGX-105.**

Fuente: Datasheet ABB Overload Relay, Types TGX-105, TGX-105-1.

De manera visual, con la rotación de los ejes, logramos observar que las curvas del relé 7UM622 que más se asemejan a la dada por el fabricante del relé de estado sólido es la curva extremadamente inversa de la norma ANSI mostrada en la figura 4.50.



**Figura 4.50. Curva de actuación extremadamente inversa del relé 7UM622 de la norma ANSI.**

Fuente: Manual Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62 V4.



Calculamos un DIAL, de tal manera que coincida que para 2 ( $I_1/I_N$ ) nos dé un tiempo de actuación de 11s, coincidiendo con las pruebas realizadas a los relés de estado sólido en marzo del 2014.

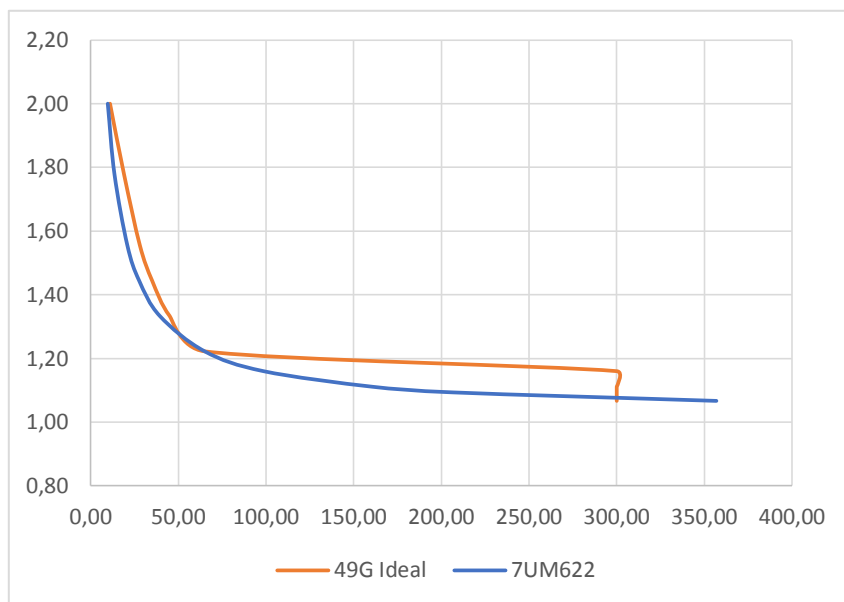
La fórmula de la curva extremadamente inversa está dada en la figura 4.49, donde el DIAL sería:

$$DIAL = \frac{t_{op}}{\left( \frac{5.64}{\left( \frac{I}{I_p} \right)^2 - 1} + 0.02434 \right)}$$

$$DIAL = \frac{90.64}{\left( \frac{5.64}{\left( \frac{5.5}{4.63} \right)^2 - 1} + 0.02434 \right)}$$

$$DIAL = 4.73 \text{ s}$$

En la figura 4.51 se compara las curvas de actuación ideal y la extremadamente inversa con un DIAL de **5.78s**.



**Figura 4.51. Característica de actuación ideal del relé 49G vs característica de actuación ajustada en el relé SIEMENS 7UM622.**

Fuente: Elaboración Propia

En la calibración actual, tenemos un TAP de 1.04, pero, debido a que éste es un valor de  $I_1/I_N$ , nuestro valor de pickup sería:

$$Pickup = I_N * RTC * TAP$$

$$Pickup = 5342.6 * \frac{5}{600} * 1.04$$

$$Pickup = 4.63 A$$

#### 4.3.2.1.3. Parámetros de Calibración de la función 51V.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “Setting Group A” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.16, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Inverse O/C Time	Dirección	Parámetro	Valor
51Ns	1401	51 V Inverse O/C Time Protection Ip	ON
	1402	51 Pickup	4.63 A
	1404	51 Time Delay	4.73
	1406	51 ANSI Curve	Extremely Inverse
	1407	51 V Voltage Influence	Without
	1408	51 V V< Threshold for Release Ip	88 V

**Tabla 4.16. Configuración de la función de protección 51V para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3.2.2. Función de Protección 21G

##### 4.3.2.2.1. Criterios de calibración de la función 21G.

Para remplazar esta función de protección vamos a utilizar la función de protección de impedancia del relé 7UM622, ésta posee características de protección diferentes a las del relé de estado sólido ZXS-102, básicamente la diferencia está en que el área de actuación en el relé ZXS-102 está definida por una circunferencia, mientras que el relé 7UM622 tiene varias áreas definidas por polígonos. Por lo que vamos a utilizar las recomendaciones del manual del relé multifunción y los parámetros actualmente calibrados para poder completar la configuración de dicha protección.

##### 4.3.2.2.2. Cálculo de valores de calibración de la función 21G.

Para definir el valor de respuesta  $I >$  vamos a seguir el manual de Siemens, el cual recomiendan que debe quedar excluido un arranque con sobrecarga por lo que se tiene que ajustar un valor superior a la corriente de sobrecarga máxima que pueda preverse y éste debe ser 1.2 a 1.5 veces la corriente nominal.

Por la calibración del relé de sobrecarga 49G, se sabe que el valor máximo de sobrecarga es de 1.2 veces corriente nominal, por lo cual tendríamos que elegir un valor mayor entonces escogemos 1.3 veces.

Al pasar este valor al secundario del TC tendríamos:

$$I_{>sec} = 1.3 * I_N * RTC$$

$$I_{>sec} = 1.3 * 5342.6 * \frac{5}{6000}$$

$$I_{>sec} = 5.79 A$$

La calibración actual del relé ZXS-102 es una impedancia de 1.11  $\Omega$  y un tiempo de 0.5 segundos, para todas las fases. El valor de impedancia mínima de operación del relé ZXS-102 viene multiplicada por dos factores de corrección y uno de seguridad, los cuales son parámetros del fabricante por lo cual para obtener el valor de calibración para el relé 7UM622 tendríamos que:

$$Z_{7UM622} = \frac{Z_{ZXS}}{e * f * s}$$

$$Z_{7UM622} = \frac{1.11}{\sqrt{3} * \frac{1}{2} * 0.7}$$

$$Z_{7UM622} = 1.83 \Omega$$

Para no afectar el sistema de protecciones actual, calibramos solo un área de actuación, con un tiempo de operación de **0.5 s**, las otras áreas las desactivamos al ponerles un tiempo de operación infinito.

Desactivamos las funciones de baja tensión y de oscilación de potencia.

Desactivamos también el respaldo de sobrecorrientes al poner infinito en la opción T END.

Estos últimos se desactivan dado que el sistema de protecciones actual no utiliza estas características y al utilizarlas podríamos cambiar la operación actual del mismo.

#### 4.3.2.2.3. Parámetros de Calibración de la función 21.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en "Setting Group A" y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.17, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Prot. Impedancia	Dirección	Parámetro	Valor
General	3301	21 Impedance Protection	ON
	3302	21 Fault Detection I>Pickup	5.79 A
	3303	21 State of Undervoltage Seal-in	OFF
	3304	21 Undervoltage Seal-in Pickup	80V
	3305	21 Duration of Undervoltage Seal-in	4,00 sec
	3312	21 T END: Final Time Delay	oo sec
Zones	3306	21 Impedance Zone Z1	1,83 Ohm
	3307	21 Impedance Zone Z1 Time Delay	0,5 sec



	3308	21 Impedance Zone Z1B	0,99 Ohm
	3309	21 Impedance Zone Z1B Time Delay	oo sec
	3310	21 Impedance Zone Z2	0,83 Ohm
	3311	21 Impedance Zone Z2 Time Delay	oo sec
Power swing	3313	Power Swing Blocking	OFF
	3314	Distance betw.Power Swing-Trip-Pol	1,60 Ohm
	3315	Rate of Change of dZ/dt	60,0 Ohm/s

**Tabla 4.17. Configuración de la función de protección 21 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.3.2.3. Función de Protección 46G.

##### 4.3.2.3.1. Criterios de calibración de la función 46G.

La función de protección contra cargas desequilibradas del relé 7UM622 necesita diversos datos para configurarlo correctamente, de los cuales, solo se conocen pocos, que son los valores que se encuentran ajustados en los relés electromecánicos, por lo tanto, para obtener los datos faltantes se utilizará la norma IEEE Std C37.102 – 2006 y las recomendaciones hechas en el manual del relé Siemens 7UM622. Para el disparo de la función vamos a utilizar el escalón de disparo térmico.

##### 4.3.2.3.2. Cálculo de valores de calibración de la función 46G.

Para la corriente permisible utilizaríamos el **5%** de la corriente nominal y habilitamos la función de alarma a **5 seg**, tal como posee el sistema de protecciones actual.

El factor de simetría K no está disponible, ya que no se dispone de la curva  $I_2^2t$  del generador, entonces tomaremos el valor recomendado para generadores de polos salientes de la norma IEEE, que dice que el K es igual a 40.

Entonces, para valores del secundario de los TC tenemos:

$$K_{sec} = K_{prim} \left( \frac{I_N}{I_{CT-prim}} \right)^2$$

$$K_{sec} = 40 \left( \frac{5342.6}{6000} \right)^2 = 31.7s$$

El tiempo de enfriamiento nos viene dado por el fabricante del generador y es de tres minutos, por lo que:

$$t_{enfria} = 3 * 60 = 180 s$$

Finalmente activamos el escalón independiente de disparo ( $I_2 >>$ ), con los valores actualmente calibrados que son de **17% $I_N$**  con un tiempo de operación de **3s**.

#### 4.3.2.3.3. Parámetros de Calibración de la función 46.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “Setting Group A” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.18, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Negative Sequence	Dirección	Parámetro	Valor
46	1701	46 Negative Sequence Protection	ON
	1702	46 Continously Permissible Current I2	5%
	1703	46 Warning Stage Time Delay	10 sec
	1704	46 Permissible Negative Sequence Time K	31.7 s
	1705	46 Time for Cooling Down	180 s
	1706	46-2 Pickup	17%
	1707	46-2 Time Delay	2 sec

**Tabla 4.18. Configuración de la función de protección 21 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3.2.4. Función de Protección 40G.

##### 4.3.2.4.1. Criterios de calibración de la función 40G.

La función de protección de subexcitación del relé 7UM622, para detectar la pérdida de campo, calcula la admitancia del generador vista desde los terminales de la máquina, al igual que el relé actualmente instalado en la central, pero estos se diferencian en la forma de delimitar sus zonas de actuación, mientras que el relé 7UM622 determina sus límites de operación utilizando la curva de capacidad de la máquina, el relé electromecánico delimita su zona de actuación utilizando valores de impedancia típicos que se presentan en la máquina cuando existe la condición de pérdida de campo. Debido a esto no se puede configurar al relé 7UM622 a partir de los datos actualmente calibrados de los relés electromecánicos, por lo cual vamos a seguir las recomendaciones del manual de Siemens para configurar la función de protección correctamente.

##### 4.3.2.4.2. Cálculo de valores de calibración de la función 40G.

Esta función de protección hace uso de 3 características para delimitar su zona de actuación, las cuales se proceden a calcular.

Característica 1:

$$Característica_1 = \frac{1}{X_d}$$

$$Característica_1 = \frac{1}{1.0225} = 0.98$$

Para calcular el valor en el secundario de los TC's se utiliza la siguiente fórmula:

$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = \frac{1}{X_d} * \frac{I_N}{U_n} * \frac{U_{N,TP,prim}}{I_{N.TC,prim}}$$
$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = \frac{1}{1.0225} * \frac{5342.6}{13800} * \frac{13800}{6000} = \mathbf{0.87}$$

Fijándonos en la figura 4.52 que representa a la curva de capacidad de los generadores de la fase C, obtenemos que el ángulo para la característica 1 de **77°**.

En la figura 4.29 se presentan las recomendaciones del manual para el ajuste de tiempos de actuación de las diferentes características, por lo tanto utilizamos un tiempo de operación de **10 segundos** para la característica 1, para así permitir una correcta actuación del regulador de tensión.

Característica 2:

$$Característica_2 = 0.9 * \frac{1}{X_d}$$
$$Característica_2 = 0.9 * \frac{1}{1.0225} = 0.88$$

Para calcular el valor en el secundario de los TC's se utiliza la siguiente fórmula:

$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = 0.9 * \frac{1}{X_d} * \frac{I_N}{U_n} * \frac{U_{N,TP,prim}}{I_{N.TC,prim}}$$
$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = 0.9 * \frac{1}{1.0225} * \frac{5342.6}{13800} * \frac{13800}{6000} = \mathbf{0.78}$$

Fijándonos en la figura 4.52 verificamos que el ángulo para la característica 2 es de **90°**.

De la figura 4.29 se obtiene un tiempo de operación de **10 segundos**, para definir el tiempo de disparo si perdura el valor de la admitancia.

Característica 3:

Esta característica debe estar entre el valor de la admitancia síncrona y la de régimen transitorio:

$$Característica_3 = \frac{2}{X_d}$$



$$Característica_3 = \frac{2}{1.0225} = 1.95$$

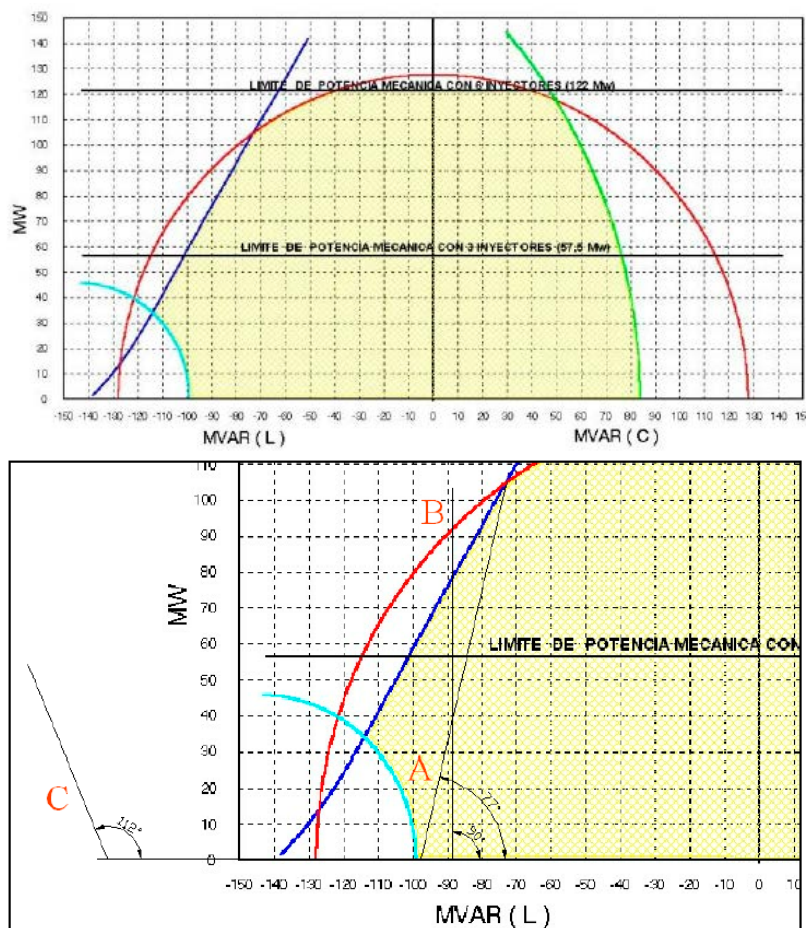
Para calcular el valor en el secundario se utiliza la siguiente formula:

$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = \frac{2}{X_d} * \frac{I_N}{U_n} * \frac{U_{N,TP,prim}}{I_{N.TC,prim}}$$

$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = \frac{2}{1.0225} * \frac{5342.6}{13800} * \frac{13800}{6000} = 1.74$$

Fijándonos en la figura 4.52 obtenemos que el ángulo para la característica 3 sea de **112°**.

Por recomendación del manual utilizamos un tiempo de operación de **0 segundos** ya que en esta condición el disparo debe ser inmediato.



**Figura 4.52. Curva de capacidad de los generadores de la fase C y las características para la configuración de la protección de subexcitación.**

Fuente: Estudio para la modernización de los sistemas de protección de los grupos de generación y transmisión de la central hidroeléctrica Paute, C. Piña y J. Moreno.

Para los parámetros de la temporización de escalón rápido y el valor de reacción del bloqueo por subtensión se ajustaran los valores recomendados en el manual del relé multifunción, y son **0 segundos** y **25 V** respectivamente.



#### 4.3.2.4.3. Parámetros de calibración de la función 40

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “*Setting Group A*” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.19, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Dato Prot.	Dirección	Parámetro	Valor
40 Under-Excitation	3001	40 Underexcitation Protection	ON
	3011	40 T-Short Time Delay (Char & Vexc<)	0.0 sec
	3012	40 State of excitation Volt. Supervision	OFF
	3013	40 Excitation Voltaje Superv. Pickup	2.00 V
	3014A	40 Undervoltage blocking Pickup	25 V
Characteristics	3002	40 Conductance Intersect Characteristic 1	0.87
	3003	40 Inclination Angle of Characteristic 1	77°
	3004	40 Characteristic 1 Time Delay	10 sec
	3005	40 Conductance Intersect Characteristic 2	0.78
	3006	40 Inclination Angle of Characteristic 2	90°
	3007	40 Characteristic 2 Time Delay	10 sec
	3008	40 Conductance Intersect Characteristic 3	1.74
	3009	40 Inclination Angle of Characteristic 3	112°
	3010	40 Characteristic 3 Time Delay	0.0 sec

**Tabla 4.19. Configuración de la función de protección 40 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3.2.5. Función de protección 64G1.

##### 4.3.2.5.1. Criterios de calibración de la función 64G1.

El relé 7UM622 en su función de protección de falla a tierra del estator 90% tiene la capacidad de ajuste de un punto de tensión, al igual que el relé de estado sólido actualmente instalado, por lo cual los ajustes del relé Siemens serán idénticos a los ajustados actualmente.

##### 4.3.2.5.2. Cálculo de valores de calibración de la función 64G1.

El ajuste actual del relé de estado sólido es de 6% de la tensión nominal del relé de estado sólido:

$$V0 > = U_{N-UBX117} * 0.06$$

$$V0 > = 100 * 0.06$$

$$V0 > = 6 V$$

El tiempo de actuación del relé de estado sólido viene definido de fábrica en un valor de **0.5** segundos

#### 4.3.2.5.3. Parámetros de calibración de la función 59N/67GN.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “*Setting Group A*” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.20, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Stator Ground Fault	Dirección	Parámetro	Valor
59N/67GN Stator	5001	59N/67GN Stator Ground Fault Prot.	ON
	5002	59N V0>Pickup	6 V
	5005	59N/67GN Time Delay	0.5 sec

**Tabla 4.20. Configuración de la función de protección 59N/67GN para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3.2.6. Función de protección 64G2.

##### 4.3.2.6.1. Criterios de calibración de la función 64G2.

El relé 7UM622 tiene dos métodos de protección de fallas a tierra del estator del 100%, de los cuales se elegirá el método que se basa en la medición del tercer armónico de la señal de tensión del neutro, debido a que éste es el mismo método que utiliza el relé instalado actualmente, para así poder utilizar los mismos datos que se tienen actualmente ajustados.

##### 4.3.2.6.2. Cálculo de valores de calibración de la función 64G2.

El ajuste actual del relé de estado sólido es de **6 V**.

El tiempo de actuación del relé de estado sólido está ajustado en un valor de **1 segundo**.

Debido a que no se tienen los valores de la potencia umbral y de la tensión mínima, estos valores se tomarán de las recomendaciones del manual del relé 7UM622:

- Umbral de potencia activa: **40%**
- Tensión mínima de secuencia positiva: 80% de la tensión nominal

$$V1_{min} = 0.8 * 120 V$$

$$V1_{min} = 96 V$$

##### 4.3.2.6.3. Parámetros de calibración de la función 27TN/59TN.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “*Setting Group A*” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.21, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Ground Fault Prot. 3rd Harm	Dirección	Parámetro	Valor
27TN/59TN	5201	27/59TN Ground Fault Prot. 3rd Harm.	ON
	5202	27TN 3rd Harmonic Pickup<	6 V
	5204	27/59TN 3rd Harmonic Time Delay	1 sec
	5205	27/59TN 3H Release Threshold Pmin>	40%
	5206	27/59TN 3H Release Threshold V1min>	96 V

**Tabla 4.21. Configuración de la función de protección 27/59TN para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3.2.7. Funciones de protección 59G1 y 59G2.

##### 4.3.2.7.1. Criterios de calibración de las funciones 59G1 y 59G2.

El relé 7UM622 en su función de protección de sobretensión utiliza dos umbrales de tensión temporizados, lo cual es igual a lo que se tiene instalado actualmente en la fase C de la central, ya que en la fase C se tienen dos relés de sobretensión temporizados, uno que actúa de inmediato y otro que tiene un cierto tiempo de operación. Por lo tanto con el relé 7UM622 se reemplazará a estos dos relés al mismo tiempo y los ajustes de éste serán los mismos con los que están calibrados los relés de estado sólido actualmente.

##### 4.3.2.7.2. Cálculo de valores de calibración de la función 59G1 y 59G2.

Actualmente tenemos calibrado:

##### 59G1:

$$U > x 0.1 U_N: 14$$

$$t x 0.1s: 20$$

##### 59 G2:

$$U > x 0.1 U_N: 16$$

$$t x 0.1s: 0$$

Así para V1 tendremos:

$$V_1 = U_N * 14 * 0.1$$

$$V_1 = 100 * 14 * 0.1 = \mathbf{140 V}$$

Y para V2 tendremos:

$$V_2 = U_N * 16 * 0.1$$

$$V_2 = 100 * 16 * 0.1 = \mathbf{160 V}$$

Para V1 el tiempo de actuación sería de **2 seg.**

Para V2 el tiempo de actuación sería de **0 seg.**

#### 4.3.2.7.3. Parámetros de calibración de la función 59.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “Setting Group A” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.22, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Overvoltage Prot.	Dirección	Parámetro	Valor
59	4101	59 Overvoltage Protection	On
	4102	59-1 Pickup	140 V
	4103	59-1 Time Delay	2 s
	4104	59-2 Pickup	160 V
	4105	59-2 Time Delay	0 s

**Tabla 4.22. Configuración de la función de protección 59 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3.2.8. Funciones de protección 27G.

##### 4.3.2.8.1. Criterios de calibración de las funciones 27G.

El relé 7UM622 en su función de protección de baja tensión utiliza dos umbrales de tensión temporizados, en contraste con el relé de estado sólido actualmente instalado, el cual posee solamente un umbral de actuación; por lo cual, lo que vamos a realizar es calibrar el primer umbral con los valores actualmente ajustados y el segundo umbral lo desactivaremos.

##### 4.3.2.8.2. Cálculo de valores de calibración de la función 27G.

Actualmente el relé de estado sólido está calibrado de la siguiente manera:

$$U < x \ 0.1 \ U_N: 9$$

$$t \times 0.1s: 20$$

Por lo tanto para el valor de Pickup de la función tendremos:

$$V = U_N * 9 * 0.1$$

$$V = 100 * 9 * 0.1 = \mathbf{90 \ V}$$

El tiempo de actuación será de **2s**.

El segundo umbral de actuación lo deshabilitamos colocando en el tiempo de actuación **infinito**.

##### 4.3.2.8.3. Parámetros de calibración de la función 27

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “Setting Group A” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.23, que corresponden a los

resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Undervoltage Prot.	Dirección	Parámetro	Valor
27	4001	27 Undervoltage Protection	On
	4002	27-1 Pickup	90 V
	4003	27-1 Time Delay	2 s
	4004	27-2 Pickup	57.5 V
	4005	27-2 Time Delay	oo s

**Tabla 4.23. Configuración de la función de protección 27 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

#### **4.3.2.9. Función de protección 59/81G.**

##### **4.3.2.9.1. Criterios de calibración de la función 59/81G.**

Para reemplazar al relé de estado sólido UFX-132 se tiene que activar la función de sobreexcitación del relé 7UM622, esta función posee dos umbrales de actuación, uno de alarma y otro de disparo, además de una característica de disparo basado en la curva térmica del generador. Para nuestro caso solo utilizaremos el umbral que produce el disparo de la máquina, ya que el relé instalado actualmente posee solo esta función.

##### **4.3.2.9.2. Cálculo de valores de calibración de la función 59/81G.**

Actualmente el relé de estado sólido está calibrado con una relación de 2.1 V/Hz, lo cual es un valor del 10% más de la relación nominal del generador, por lo tanto en el relé 7UM622 se ingresará:

$$\frac{V}{f} = \frac{\frac{U}{f}}{\frac{U_N}{f_n}} = 1.10$$

El tiempo de actuación será de **2 segundos**, ya que éste es el valor actualmente calibrado.

La característica de disparo por la curva térmica del generador la mantenemos con los valores predeterminados, debido a que el único disparo que se conectará al sistema de protecciones de la central es el configurado anteriormente.

Y finalmente el umbral de alarma lo desactivamos al poner **infinito** en su tiempo de actuación.

##### **4.3.2.9.3. Parámetros de calibración de la función 24.**

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “Setting Group A” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.24, que corresponden a los



resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Prot. Overcexc.	Dirección	Parámetro	Valor
24V/f Overexc.	4301	24 Overexcit. Protection (Volt/Hertz)	ON
	4302	24-1 V/f Pickup	1.05
	4303	24-1 V/f Time Delay	oo sec
	4304	24-1 V/f Pickup	1.10
	4305	24-1 V/f Time Delay	2 sec
Characteristics	4306	24 V/f=1.05 Time Delay	20000 sec
	4307	24 V/f=1.10 Time Delay	6000 sec
	4308	24 V/f=1.15 Time Delay	240 sec
	4309	24 V/f=1.20 Time Delay	60 sec
	4310	24 V/f=1.25 Time Delay	30 sec
	4311	24 V/f=1.30 Time Delay	19 sec
	4312	24 V/f=1.35 Time Delay	13 sec
	4313	24 V/f=1.40 Time Delay	10 sec
	4314	Time for Cooling Down	3600 sec

**Tabla 4.24. Configuración de la función de protección 24 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3.2.10. Función de protección 87G.

##### 4.3.2.10.1. Criterios de calibración de la función 87G.

La función de protección diferencial de Generador/Motor del relé 7UM622 tiene la capacidad de reproducir cualquier característica de actuación diferencial, para esto el relé necesita que ingresemos el punto de arranque mínimo, las pendientes de las características de actuación y un punto de actuación inmediata. Todos estos datos se los obtendrá de la característica de actuación que tiene ajustado actualmente el relé de estado sólido.

##### 4.3.2.10.2. Cálculo de valores de calibración de la función 87G.

Los valores actualmente calibrados en el relé son:

$$T1=5$$

$$T2=5$$

$$G=20\% I_N$$

A partir de estos datos y guiándonos en el manual del relé de estado sólido DT-92, sabemos que el punto de arranque ajustado es de  $0.2x I_N$ , por lo tanto el valor mínimo de operación para el relé 7UM622 sería:

$$I_{DIFF>} = (0.2) * \frac{6000}{5342.6} = 0.22 * 100\% = 22 \%$$

El valor de disparo rápido lo calculamos según la recomendación del manual del relé siemens 7UM622, debido a que actualmente no poseemos este dato en el relé de estado sólido, éste nos dice que:

$$I_{DIFF>>} > \frac{1}{X_d} * I_N$$

$$I_{DIFF>>} > \frac{1}{0.28} * I_N$$

$$\frac{1}{0.28} * I_N = 3.57$$

$$I_{DIFF>>} = 3.6 \frac{I}{I_N}$$

Para los tiempos de operación nos basamos en la figura 4.53 la cual fue extraída del manual del relé de estado sólido DT-92:

Operating time including tripping relay	
at $I_{\Delta}$ up to $1.8 \times I_N$	3040 ms
at $I_{\Delta}$ above $1.8 \times I_N$	10–20 ms

**Figura 4.53. Tiempos de actuación del relé diferencial porcentual DT-92.**

Fuente: Datasheet ABB Three-Phase Biased-Differential Relay, Types DT-92.

Entonces los tiempos de operación para  $I_{DIFF>}$  sería:

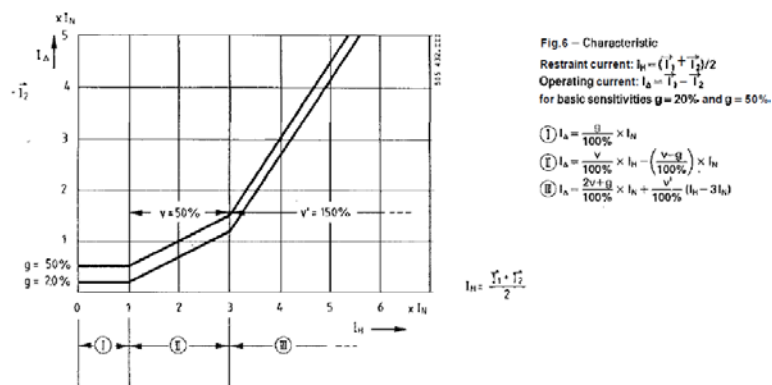
$$top_{DIFF>} = 0.03 \text{ s}$$

Para  $I_{DIFF>>}$  sería:

$$top_{DIFF>>} = 0.01 \text{ s}$$

Para encontrar las pendientes de las características de actuación requeridas por el relé Siemens nos basaremos en la característica actualmente ajustada, la cual está descrita en el manual del relé de estado sólido y se indica en la figura 4.54.





**Figura 4.54. Característica de operación del relé diferencial porcentual DT-92.**

Fuente: Datasheet ABB Three-Phase Biased-Differential Relay, Types DT-92.

Las pendientes de las dos características ya están indicadas en la figura 4.54 y son:

Pendiente 1 = 50%

Pendiente 2 = 150%

Ingresar estas pendientes en el relé Siemens sería lo ideal, para así obtener características de operación idénticas entre los dos relés, pero en el relé Siemens se tienen que ingresar valores menores a 0.95, por lo cual, el valor de la pendiente dos que ingresaremos en el relé Siemens será la más cercana al valor de 150%, por lo tanto los valores a ajustar son:

Pendiente 1 = **0.5**

Pendiente 2 = **0.95**

Como ya se explicó en la configuración de la protección diferencial del generador de la fase A-B, los puntos base que tenemos que ingresar en el relé Siemens son las intersecciones de las distintas características de operación con el eje de las abscisas, esto está indicado en la figura 4.39.

Para encontrar dichos puntos se seguirá el mismo procedimiento realizado en la protección diferencial del transformador-generador de la fase A-B.

Para el punto base de la característica con pendiente de 0.5, se procederá a encontrar la ecuación de dicha recta utilizando un punto y la pendiente, para luego encontrar la intersección con eje de las abscisas y esta sería el punto base que se tendrá que ajustar en el relé.

Utilizamos la figura 4.54 para determinar un punto 1 ( $x_1, y_1$ ) igual a (1,0.2) el cual forma parte de la recta en cuestión.

La ecuación de esta recta sería:



$$y - y_1 = m_1(x - x_1)$$

$$x = \frac{y - y_1}{m_1} + x_1$$

$$x = \frac{y - 0.2}{0.5} + 1$$

Entonces nuestro punto base 1 sería:

$$x(0) = 1 + \frac{0 - 0.2}{0.5} = 0.6$$

$$PB_1 = 0.6$$

Para el punto base de la característica con pendiente igual a 0.95, se procede de la misma forma y se toma un punto 1 ( $x_1, y_1$ ) igual a (3, 1.2) el cual forma parte de la recta en estudio.

La ecuación de esta recta sería:

$$y - y_1 = m_2(x - x_1)$$

$$x = \frac{y - y_1}{m_2} + x_1$$

$$x = \frac{y - 1.2}{0.95} + 3$$

Entonces nuestro punto base 2 sería:

$$x(0) = \frac{0 - 1.2}{0.95} + 3 = 1.74$$

$$PB_2 = 1.74$$

El relé además posee la capacidad de elevar las características de operación durante el arranque de la máquina, la cual la deshabilitaremos al colocar OFF en la opción *Increase of Trip Char. During Start*.

También el relé tiene una función llamada de estabilización, esta función la deshabilitamos al colocar infinito en las opciones *Duration for Add-On Stabilization* y *Time for Cross-block Add-On Stabilization*.

Estos ajustes se realizan de esta forma, ya que el relé instalado actualmente no posee ninguna de estas características y al habilitar algunas de estas se puede alterar el funcionamiento actual del sistema de protecciones.

#### 4.3.2.10.3. Parámetros de calibración de la función 87.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en "Setting Group A" y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.25, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.



Prot. Dif	Dirección	Parámetro	Valor
General	2001	87G/87T Differential Protection	ON
	2005	87 Increase of Trip Char. During Start	OFF
I-Diff	2021	87-1 Pickup Value of Differential Curr.	0.22 I/InO
	2026A	87-1 T-I-DIFF> Time Delay	0.03 s
	2031	87-2 Pickup Value of High Set Trip	3.4 I/InO
	2036A	87-2 T-I-DIFF>> Time Delay	0.01 s
Characteristic	2041A	87 Slope 1 of Tripping Characteristic	0.5
	2042A	87 Base Point for Slope 1 of Charac.	0.6 I/InO
	2043A	87 Slope 2 of Tripping Characteristic	0.95
	2044A	87 Base Point for Slope 2 of Charac.	1.74 I/InO
	2051A	87 I-RESTRAINT for Start Detection	0.10 I/InO
	2052A	87 Factor for Increas. of Char. At Start	1
	2053	87 Maximum Permissible Starting Time	5 sec
	2061A	87 Pickup for Add-On Stabilization	4 I/InO
	2062A	87 Duration for Add-On Stabilization	oo Cycle
	2063A	87 Time for Cross-block Add-On Stabilization	oo Cycle

**Tabla 4.25. Configuración de la función de protección 87G para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3.2.11. Función de protección 64f.

##### 4.3.2.11.1. Criterios de calibración de la función 64f.

La protección de falla a tierra del rotor del relé 7UM622, necesita de un dispositivo de pre conexión (7XR61), el cual es un dispositivo externo al relé y le ayuda a éste a calcular la impedancia de tierra compleja, para luego, a partir de este dato encontrar la resistencia a tierra del circuito de excitación, tal como se indica en la figura 4.55.





actualmente para luego encontrar los tiempos de actuación de los valores mínimos que se pueden ingresar en el relé 7UM622.

$$(y - y_1) = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)} * (x - x_1)$$

$$(y - 1) = \frac{(5 - 1)}{(2200 - 0)} * (x - 0)$$

$$y = \frac{4}{2200} * x + 1$$

$$y(1000) = \frac{4}{2200} * 2000 + 1 = 2.82$$

$$y(3000) = \frac{4}{2200} * 3000 + 1 = 6.45$$

Por lo tanto los valores que se ingresen en el relé 7UM622 son:

$$64R - 1 Pickup = 3000 Ohms$$

$$64R - 2 Pickup = 1000 Ohms$$

$$64R - 1 Time Delay = 6.45 s$$

$$64R - 2 Time Delay = 2.82 s$$

El valor de acoplamiento del circuito de medición se va ajustar con el valor predeterminado, ya que es al valor de acoplamiento del dispositivo 7XR61 que es **398 Ohms**.

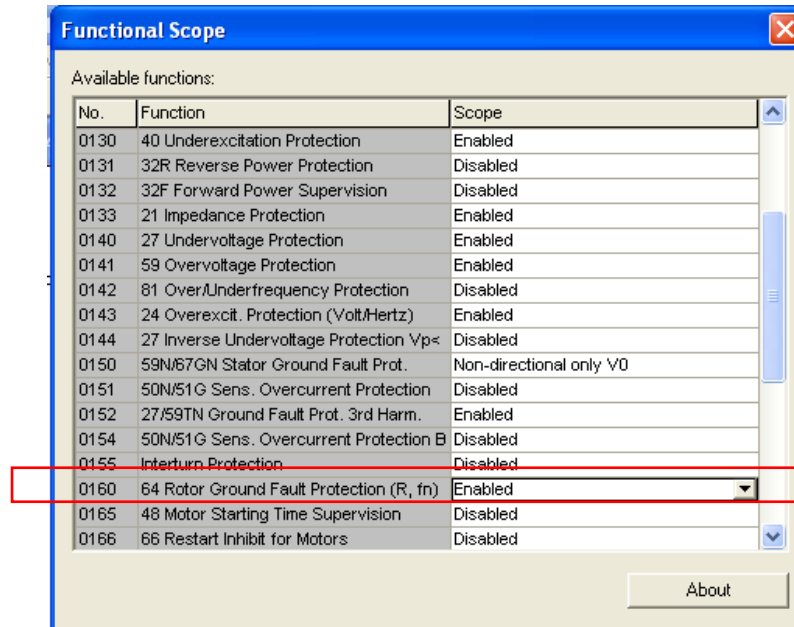
El valor de resistencia en serie se tiene que ajustar con el valor de resistencia de las escobillas que este caso es alrededor de **50 Ohms**.

El valor para la detección de falla del circuito de medición se ajustará en **0 mA** para desactivar esta función.

#### 4.3.2.11.3. Configuración en DIGSI 4 de la función 64f.

##### 4.3.2.11.3.1. Habilitación de la función.

Creamos un nuevo proyecto, el cual va tener por nombre “Fase C\_64f”, entonces ingresamos al relé de manera *Offline*, luego escogiendo la opción de *Settings* se despliega los diferentes parámetros a configurar del relé. Aquí, lo primero que se hace es habilitar las funciones de protección que se utilizarán en el proyecto, esto se realiza en *Device Configuration*, la configuración de esta ventana se muestra en la figura 4.56.



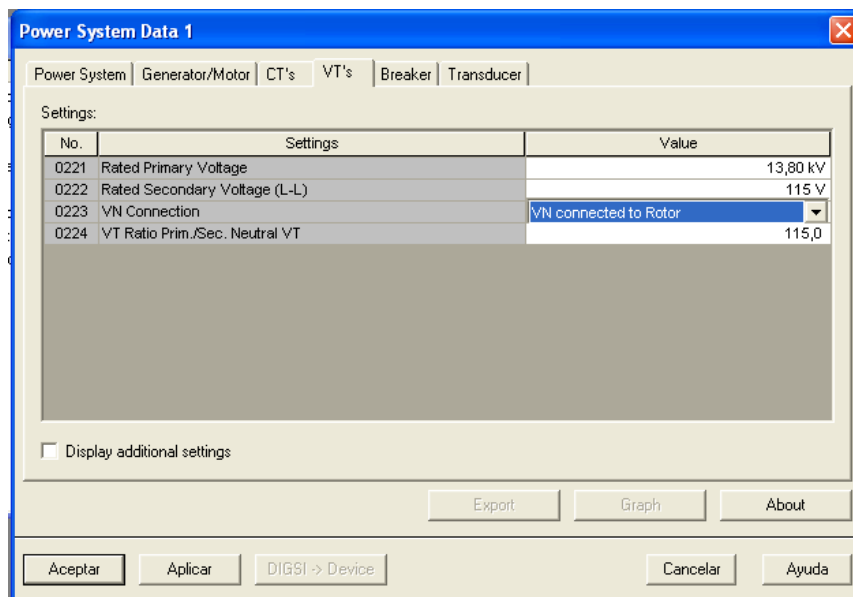
**Figura 4.56. Device Configuration para la función de protección 64f.**

Fuente: DIGSI 4.

#### 4.3.2.11.3.2. Configuración del transformadores de tensión (VT's)

Para usar esta función de protección, tenemos que modificar los datos de planta ajustados en el punto 4.1.4.1, específicamente la sección de ajuste de los transformadores de tensión.

En esta sección tenemos que cambiar el parámetro en el cual se indica la conexión de la entrada de tensión UE del relé, ya que ahora se tiene que ajustar en *VN connected to Rotor*, tal como se indica en la siguiente figura:



**Figura 4.57. Configuración de los VT's para la función de protección 64f.**

Fuente: DIGSI 4.

#### 4.3.2.11.3.3. Parámetros de calibración

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “*Setting Group A*” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.26, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UM622.

Rotor ground fault prot.	Dirección	Parámetro	Valor
64R Rotor	6001	64 Rotor Ground Fault Protection (R, fn)	On
	6002	64R-1 Pickup	3 kOhm
	6003	64R-2 Pickup	1 kOhm
	6004	64R-1 Time Delay	6.45 sec
	6005	64R-2 Time Delay	2.82 sec
	6006	Coupling Reactance	398 Ohm
	6007	Series Resistance (e.g. Meas. Brushes)	50 Ohm
	6008	Pickup Value of Failure Detection Irg<	0 mA
	6009	Correction Angle for Irg	0,0°

**Tabla 4.26. Configuración de la función de protección 64f para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3.2.12. Función de Protección 49GA.

##### 4.3.2.12.1. Criterios de calibración de la función 49GA.

Para remplazar la función de sobrecarga por temperatura se debería obtener el RTD-box 7XV566, y realizar pruebas de temperatura tanto en el arranque y con máxima carga permisible para el generador.

#### 4.3.2.13. Función de protección 87GT.

##### 4.3.2.13.1. Criterios de calibración de la función 87GT.

La función de protección diferencial de transformador del relé 7UT635 tiene la capacidad de reproducir cualquier característica de actuación diferencial, para esto el relé necesita que ingresemos el punto de arranque mínimo, las pendientes de las características de operación y un punto de actuación inmediata. Todos estos datos se los obtendrá de la característica de actuación que tiene ajustado actualmente el relé de estado sólido.

También posee otras características como restricción por armónicos las cuales también serán ajustadas de acuerdo con los valores ajustados actualmente.

##### 4.3.2.13.2. Calculo de valores de calibración de la función 87GT.

Los valores actualmente calibrados en el relé son:

$$T1=1$$

$$T2=0$$





$$G=30\% I_N$$

A partir de estos datos y guiándonos en el manual del relé de estado sólido DT-92, sabemos que el punto de arranque ajustado es de  $0.3x I_N$ , por lo tanto el valor mínimo de operación para el relé 7UT635 sería:

$$I_{DIFF>} = (0.3) * \frac{600}{336.37} = 0.53 * 100\% = \mathbf{53\%}$$

El valor de disparo rápido lo calculamos según la recomendación del manual del relé Siemens 7UT635, debido a que actualmente no poseemos este dato en el relé de estado sólido, éste nos dice que:

$$I_{DIFF>>} > \frac{1}{X_d} * I_N$$

$$I_{DIFF>>} > \frac{1}{0.28} * I_N$$

$$\frac{1}{0.28} * I_N = 3.57$$

$$I_{DIFF>>} = \mathbf{5 I/I_N}$$

El tiempo de operación lo tomaremos de las pruebas realizadas en los relés, ya que estos valores son más exactos que los que nos indican en el manual del relé de estado sólido.

$$top_{DIFF>} = \mathbf{0.08\ s}$$

En cambio para  $I_{DIFF>>}$  nos basamos en lo dado por el manual del relé de estado sólido, ya que no se tiene estos valores en las pruebas realizados en los relés. Estos valores se presentan en la figura 4.53.

Por lo tanto tenemos:

$$top_{DIFF>>} = \mathbf{0.01\ s}$$

Para encontrar las pendientes de las características de actuación requeridas por el relé Siemens, nos basaremos en la característica actualmente ajustada, la cual está descrita en el manual del relé de estado sólido y se indica en la figura 4.54.

Las pendientes de las dos características ya están indicadas en la figura 4.54 y son:

$$\text{Pendiente 1} = 50\%$$

$$\text{Pendiente 2} = 150\%$$

Ingresar estas pendientes en el relé Siemens sería lo ideal, para así obtener características de operación idénticas entre los dos relés, pero en el relé Siemens se tienen que ingresar valores menores a 0.95, por lo cual, el valor de



la pendiente dos que ingresaremos en el relé Siemens será la más cercana al valor de 150%, por lo tanto los valores a ajustar son:

$$\text{Pendiente 1} = \mathbf{0.5}$$

$$\text{Pendiente 2} = \mathbf{0.95}$$

Como ya se explicó en la configuración de la protección diferencial del generador de la fase A-B, los puntos base que tenemos que ingresar en el relé siemens son las intersecciones de las distintas características de operación con el eje de las abscisas, esto está indicado en la figura 4.40.

Para encontrar dichos puntos se seguira el mismo procedimiento realizado en la protección diferencial del transformador-generador de la fase A-B.

Para el punto base de la característica con pendiente de 0.5, se procederá a encontrar la ecuación de dicha recta utilizando un punto y la pendiente, para luego encontrar la intersección con eje de las abscisas y este sería el punto base que se tendrá que ajustar en el relé.

Utilizamos la figura 4.54 para determinar un punto 1 ( $x_1, y_1$ ) igual a (1,0.3) el cual forma parte de la recta en cuestión.

La ecuación de esta recta sería:

$$y - y_1 = m_1(x - x_1)$$

$$x = \frac{y - y_1}{m_1} + x_1$$

$$x = \frac{y - 0.3}{0.5} + 1$$

Entonces nuestro punto base 1 sería:

$$x(0) = 1 + \frac{0 - 0.3}{0.5} = 0.4$$

$$PB_1 = \mathbf{0.4}$$

Para el punto base de la característica con pendiente igual a 0.95, se procede primero a encontrar un punto que perezca a esta recta, ya que solo conocemos el valor de la abscisa de dicho punto, por lo tanto procedemos de la siguiente manera: tomamos un punto 1 ( $x_1, y_1$ ) igual a (3,y) el cual forma parte de la recta en estudio.

Luego se utiliza la ecuación de la característica anterior para encontrar el valor de la ordenada:

$$y = m_1(x - x_1) + y_1$$

$$y = 0.5(3 - 1) + 0.3$$



$$y = 1.3$$

Así el punto 1 para la característica 2 es, (x<sub>1</sub>,y<sub>1</sub>) igual a (3,1.3)

Ahora procedemos a encontrar el punto base de la característica 2 encontrando su corte con el eje de las abscisas:

$$x = \frac{y-y_1}{m_2} + x_1$$

$$x = \frac{y - 1.3}{0.95} + 3$$

$$x(0) = \frac{0 - 1.3}{0.95} + 3 = 1.63$$

$$PB_2 = 1.63$$

El relé de estado sólido también posee una restricción del segundo armónico para poder discriminar con mayor exactitud si la falla se produjo dentro de la zona de protección o si es una falla externa, por lo cual esta función también la activaremos en el relé 7UT635; el porcentaje del segundo armónico con la que opera el relé de estado sólido actualmente viene ajustado de fábrica con un valor del **10%** de la componente fundamental, por lo tanto este será el valor que tendremos que ajustar.

Desactivamos la restricción por la componente de n armónicos y también la función de incrementar la característica durante la conexión de la máquina. Esto se logra colocando OFF en *87 Increase of Trip Char. During Starty* y en *87 n-th Harmonic Restraint*.

También el relé 7UT635 tiene una función llamada de estabilización, esta función la deshabilitamos al colocar infinito en las opciones *Duration for Add-On Stabilization* y *Time for Cross-block Add-On Stabilization*.

Estos ajustes se realizan de esta forma, ya que el relé instalado actualmente no posee ninguna de estas características y al habilitar algunas de estas se puede alterar el funcionamiento actual del sistema de protecciones.

#### 4.3.2.13.3. Parámetros de calibración de la función 87.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en "*Setting Group A*" y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.27, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UT635.

PROT. DIF	Dirección	Parámetro	Valor
General	1201	87G/87T Differential Protection	ON
	1205	87 Increase of Trip Char. During Start	OFF
	1206	87 Inrush with 2.Harmonic Restraint	ON
	1207	87 n-th Harmonic Restraint	OFF

	1211A	87 Diff-Prot. With meas. Ground Curr. S1	YES
I-Diff	1221	87-1 Pickup Value of Differential Curr.	0.53 I/InO
	1226A	87-1 T-I-DIFF> Time Delay	0.08 s
	1231	87-2 Pickup Value of High Set Trip	5 I/InO
	1236A	87-2 T-I-DIFF>> Time Delay	0 s
Characteristic	1241A	87 Slope 1 of Tripping Characteristic	0.5
	1242A	87 Base Point for Slope 1 of Charac.	0.4 I/InO
	1243A	87 Slope 2 of Tripping Characteristic	0.95
	1244A	87 Base Point for Slope 2 of Charac.	1.63 I/InO
	1251A	87 I-RESTRAINT for Star Detecction	0.10 I/InO
	1252A	87 Factor or Increas. Of Char. At Star	1.0
	1253	87 Maximum Permissible Starting Time	5.0
	1261A	87 Pickup for Add-On Stabilization	4 I/InO
	1262A	87 Duration for Add-On Stabilization	oo Cycle
	1263A	87 Time for Cross-block Add-On Stabilization	oo Cycle
Inrush 2.HM	1271	87 2nd Harmonic Content in I-DIFF	10%
	1272A	87 Time for Cross-blocking 2nd Harm.	3 Cycle
Restr. n.HM	1276	87 n-th Harmonic Content in I-DIFF	30%
	1277A	87 Time for Cross-blocking n-th Harm.	0 Cycle
	1278A	87 Limit IDIFFmax of n-th Harm. Restr.	1.5 I/InO

**Tabla 4.27. Configuración de la función de protección 87GT para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3.2.14. Función de Protección 51 TN.

##### 4.3.2.14.1. Criterios de calibración de la función 51TN.

Usando la función de protección de sobrecorriente de tiempo definido monofásica a tierra (50G/51G) del relé 7UT635 tenemos la opción de configurar dos puntos de actuación temporizados, por lo tanto se ajustaran directamente los valores actualmente calibrados para no afectar el sistema de protecciones actual.

##### 4.3.2.14.2. Calculo de valores de calibración.

Los valores actualmente calibrados son: un valor de disparo rápido  $I >> \times 1 I_N = 6$  y un valor de alarma  $I > \times 0.1 I_N = 4$  con un tiempo de actuación igual a  $t \times 0.1s = 20$ .

Para  $I_1$  tendríamos:

$$I_1 = 1 * I_N * 6$$

$$I_1 = 1 * 5 * 6 = 30A$$

Para  $I_2$  tendríamos:

$$I_2 = 0.1 * I_N * 4$$

$$I_2 = 0.1 * 5 * 4 = 2A$$

Finalmente los tiempos de actuación según las pruebas realizadas al relé de estado sólido son:

Para  $I_1$  tendríamos:

$$t_{op1} = 0.15s$$

Para  $I_2$  tendríamos:

$$t_{op2} = 2$$

#### 4.3.2.14.3. Parámetros de calibración de la función 50G/51G.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en "Setting Group A" y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.28, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UT635.

50G/51G	Dirección	Parámetro	Valor
General	2401	50G,51G Ground Time Overcurrent	ON
	2402	50/51 G InRush Restrained	OFF
	2408A	50/51 G Manual Close Mode	Inactive
50	2411	50G-2 Pickup	30,00 A
	2412	50G-2 Time Delay	0.15 sec
	2413	50G-1 Pickup	2,00 A
	2414	50G-1 Time Delay	2 sec
Inrush	2441	50/51G 2nd harmonic in % of fundamental	15%
	2442	50/51G Maximum Current for Inr.Rest.	37,5 A

**Tabla 4.28. Configuración de la función de protección 50G/51G para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3.2.15. Función de protección 50-51 ET.

##### 4.3.2.15.1. Criterios de calibración de la función 50-51 ET.

Para reemplazar al relé de protección que cumple la función 50-51 ET mediante el relé 7UT635 se necesitará habilitar en éste la función de protección 50/51. Los valores de ajuste para el relé 7UT635 se obtendrán directamente de los valores ajustados actualmente en los relés de estado sólido, debido a que ambos relés poseen las mismas curvas de actuación.

##### 4.3.2.15.2. Cálculo de valores de calibración de la función 50-51 ET.

Como ya se mencionó anteriormente, para la actuación de la unidad instantánea del relé de estado sólido se utilizará la función de protección de

sobrecorriente 50 del relé 7UT635 con un valor de arranque igual al ajustado actualmente en el relé de estado sólido, el cual es:

$$I \gg x I_B : 10$$

$$I_B = n * 0.05 * I_N$$

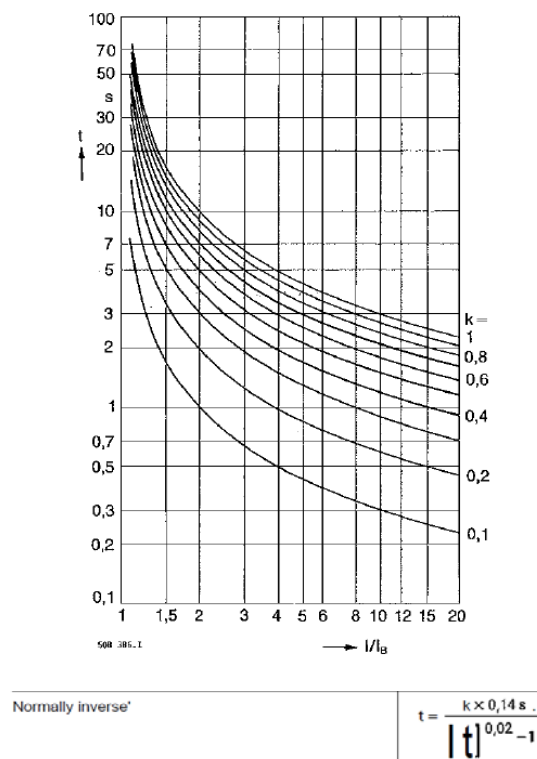
$$I_{pickup} = 10 * (2 * 0.05 * 5)$$

$$I_{pickup} = 5 A$$

Y el tiempo de operación se obtiene de las pruebas realizadas a los relés de estado sólido:

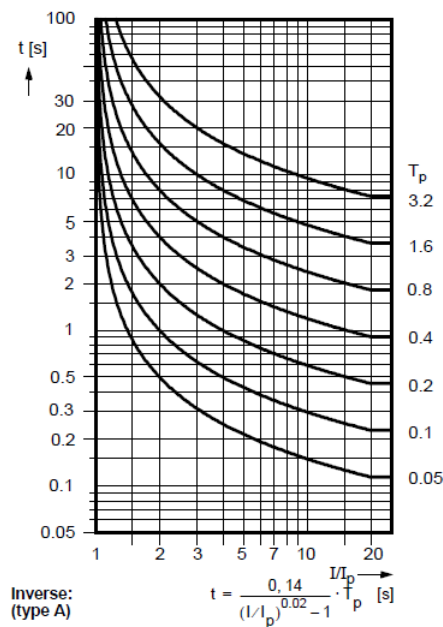
$$Time Delay = 0.055 s$$

Para el ajuste de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso se utilizan los mismos valores actualmente ajustados en el relé de estado sólido, debido a que los dos relés poseen características normalizadas IEC, tal como se puede notar en las siguientes figuras:



**Figura 4.58. Características de actuación del relé de estado sólido ABB IC91-3**

Fuente: Manual del relé ABB IC91-3



**Figura 4.59. Características de actuación de la protección de tiempo inversa del relé SIEMENS 7UT635.**

Fuente: Manual del relé Differential Protection 7UT6 V4.0.

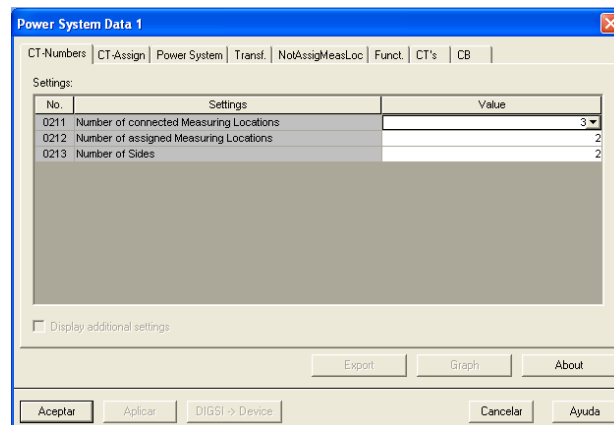
Por lo tanto, los valores a ajustar en el relé 7UT635 serán:

**TAP = 0.5 A**

**DIAL = 0.5 s**

#### 4.3.2.15.3. Datos de planta para la habilitación de la función 50/51 ET

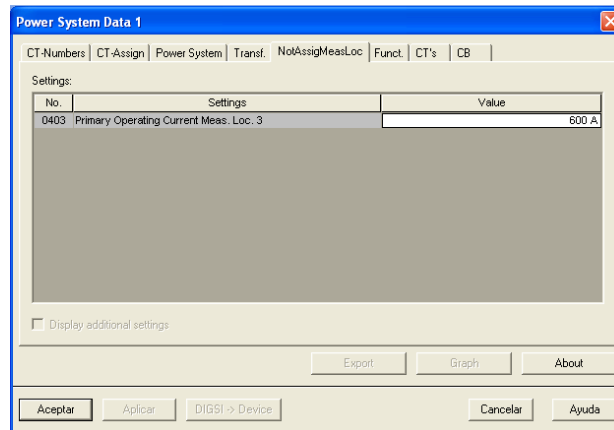
Para reemplazar la protección 50-51 ET tenemos que alterar los datos de planta configurados en el punto 4.1.4.2, debido a que ahora necesitamos un punto de medición extra, el cual mide la corriente que atraviesa al transformador de excitación. Los cambios realizados en los datos de planta se indican en las siguientes figuras.



**Figura 4.60. Número de TC's en la configuración de la protección 50-51 ET.**

Fuente: DIGSI 4

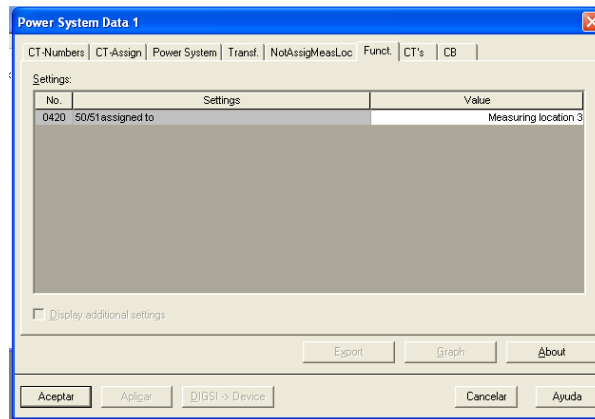




No.	Settings	Value
0403	Primary Operating Current Meas. Loc. 3	600 A

**Figura 4.61. Puntos de medición no asignados en la configuración de la protección 50-51 ET.**

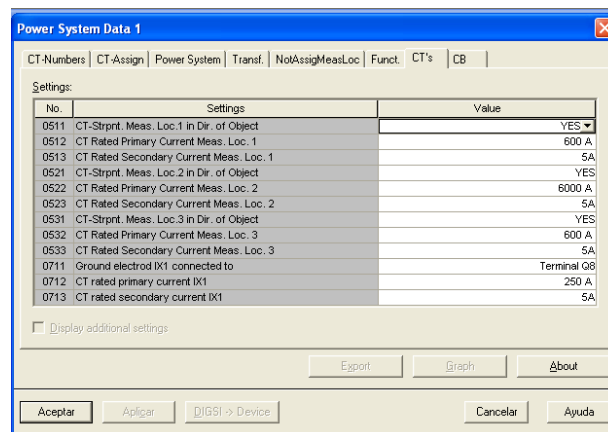
Fuente: DIGSI 4



No.	Settings	Value
0420	50/51 assigned to	Measuring location 3

**Figura 4.62. Asignación de funciones en la configuración de la protección 50-51 ET.**

Fuente: DIGSI 4



No.	Settings	Value
0511	CT-Strpt. Meas. Loc.1 in Dir. of Object	YES
0512	CT Rated Primary Current Meas. Loc. 1	600 A
0513	CT Rated Secondary Current Meas. Loc. 1	5A
0521	CT-Strpt. Meas. Loc.2 in Dir. of Object	YES
0522	CT Rated Primary Current Meas. Loc. 2	6000 A
0523	CT Rated Secondary Current Meas. Loc. 2	5A
0531	CT-Strpt. Meas. Loc.3 in Dir. of Object	YES
0532	CT Rated Primary Current Meas. Loc. 3	600 A
0533	CT Rated Secondary Current Meas. Loc. 3	5A
0711	Ground electrode IX1 connected to	Terminal G08
0712	CT rated primary current IX1	250 A
0713	CT rated secondary current IX1	5A

**Figura 4.63. Datos de los TC's en la configuración de la protección 50-51 ET.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.3.2.15.4. Parámetros de calibración de la función 50/51

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en “*Setting Group A*” y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.29, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UT635.

50/51	Dirección	Parámetro	Valor
General	2001	50,51 Phase Time Overcurrent	ON
	2002	50/51 InRush Restrained	OFF
	2008A	50/51 Manual Close Mode	Inactive
50	2011	50G-2 Pickup	20.00 A
	2013	50G-2 Time Delay	oo sec
	2014	50G-1 Pickup	5 A
	2016	50G-1 Time Delay	0.05 sec
51	2021	51 Pickup	0.5 A
	2024	51 Time Dial	0.5
	2025	51 Drop-out Characteristic	Disk Emulation
	2026	51 IEC Curve	Normal Inverse
Inrush	2041	50/51 2nd harmonic in % of fundamental	15%
	2042	50/51 Maximum Current for Inr.Rest.	37,5 0A
	2044	50/51 CROSS BLOCK	NO
	2045	50/51 CROSS BLOCK Time	0.00 sec

**Tabla 4.29. Configuración de la función de protección 50/51 ET para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.3.2.16. Función de protección 50-51 UT.

##### 4.3.2.16.1. Criterios de calibración de la función 50-51 UT.

Para reemplazar al relé de protección que cumple la función 50-51 UT mediante el relé 7UT635 se necesitará habilitar en éste la función de protección 50/51. Los valores de ajuste para el relé 7UT635 se obtendrán directamente de los valores ajustados actualmente en los relés de estado sólido, debido a que ambos relés poseen las mismas curvas de actuación.

##### 4.3.2.16.2. Cálculo de valores de calibración de la función 50-51 UT.

Como ya se mencionó anteriormente, para la actuación de la unidad instantánea del relé de estado sólido se utilizará la función de protección de sobrecorriente 50 del relé 7UT635 con un valor de arranque igual al ajustado actualmente en el relé de estado sólido, el cual es:

$$I \gg x I_B : 16$$

$$I_B = n * 0.05 * I_N$$

$$I_{pickup} = 16 * (4 * 0.05 * 5)$$

$$I_{pickup} = 16 \text{ A}$$

Y el tiempo de operación se obtiene de las pruebas realizadas a los relés de estado sólido:

$$Time Delay = 0.055 \text{ s}$$

Para el ajuste de la protección de sobre corriente de tiempo inverso se utilizan los mismos valores actualmente ajustados en el relé de estado sólido, debido a que los dos relés poseen características normalizadas IEC, tal como se puede notar en las figuras 4.58 y 4.59.

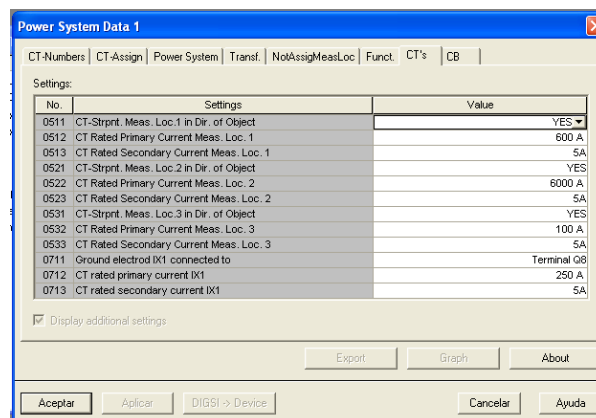
Por lo tanto los valores a ajustar en el relé 7UT635 serán:

$$Pickup = 1 \text{ A}$$

$$Time Delay = 0.2 \text{ sec}$$

#### 4.3.2.16.3. Datos de planta para la habilitación de la función 50-51 UT

Para reemplazar la protección 50-51 UT, debemos ajustar los mismos valores de los datos de planta configurados para la protección 50-51 ET, excepto el valor nominal de la corriente del primario del TC ubicado en el punto de medición 3, que ahora es de 100 A, tal como se indica en la figura 4.64.



No.	Settings	Value
0511	CT-Strpt. Meas. Loc.1 in Dir. of Object	YES
0512	CT Rated Primary Current Meas. Loc. 1	800 A
0513	CT Rated Secondary Current Meas. Loc. 1	5A
0521	CT-Strpt. Meas. Loc.2 in Dir. of Object	YES
0522	CT Rated Primary Current Meas. Loc. 2	6000 A
0523	CT Rated Secondary Current Meas. Loc. 2	5A
0531	CT-Strpt. Meas. Loc.3 in Dir. of Object	YES
0532	CT Rated Primary Current Meas. Loc. 3	100 A
0533	CT Rated Secondary Current Meas. Loc. 3	5A
0711	Ground electrode IX1 connected to	Terminal Q8
0712	CT rated primary current IX1	250 A
0713	CT rated secondary current IX1	5A

**Figura 4.64. Datos de los TC's en la configuración de la protección 50-51 UT.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.3.2.16.4. Parámetros de calibración de la función 50/51.

Para la calibración de esta función de protección ingresamos en "Setting Group A" y se procede a ingresar los datos de la tabla 4.30, que corresponden a los resultados obtenidos en los cálculos de los parámetros de configuración que son necesarios ingresar en el relé 7UT635.

50/51	Dirección	Parámetro	Valor
General	2001	50,51 Phase Time Overcurrent	ON
	2002	50/51 InRush Restrained	OFF
	2008A	50/51 Manual Close Mode	Inactive
50	2011	50G-2 Pickup	20.00 A
	2013	50G-2 Time Delay	oo sec
	2014	50G-1 Pickup	16 A
	2016	50G-1 Time Delay	0.05 sec
51	2021	51 Pickup	1 A
	2023	51 Time Dial	0.2
	2025	51 Drop-out Characteristic	Disk Emulation
	2026	51 IEC Curve	Normal Inverse
Inrush	2041	50/51 2nd harmonic in % of fundamental	15%
	2042	50/51 Maximum Current for Inr.Rest.	37,5 0A
	2044	50/51 CROSS BLOCK	NO
	2045	50/51 CROSS BLOCK Time	0.00 sec

**Tabla 4.30. Configuración de la función de protección 50/51 UT para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.4. CONFIGURACIÓN DE LAS ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS DE LOS RELES MULTIFUNCIÓN.

Para la configuración de las salidas binarias del relé multifunción tomamos en cuenta los planos de protecciones actuales de la central y el anexo 2, el cual muestra la distribución de los bornes de los relés multifunción, con el fin de conocer cuántas salidas y de qué tipo tenemos que habilitar para cada función de protección.

##### 4.4.1. Configuración de las entradas y salidas binarias para las funciones de protección de la fase A-B.

Ingresamos en la opción *Masking I/O (Matrix Configuration)*, aquí procedemos a configurar el botón de rearme que posee actualmente el sistema de protecciones de la central Molino, para esto asignamos una entrada binaria al comando ">Reset LED" en "Device General" de tal manera que espere una señal activa en bajo para reiniciar las funciones de protección del relé, con lo cual no se afectará el sistema de protecciones actual.

Luego se procede a configurar los disparos de cada función de protección junto con la activación de los LED's de la parte frontal del relé. A continuación en la figura 4.65 se muestra la matriz de configuración para el relé 7UM622 y en la figura 4.66 para el relé 7UT635.

[illegible]

**Figura 4.65. Matriz de configuración del relé 7UM622 para la fase A-B.**

Fuente: DIGSI 4

[illegible]

**Figura 4.66. Matriz de configuración del relé 7UT635 para la fase A-B.**

Fuente: DIGSI 4

#### 4.4.2. Configuración de las salidas binarias para las funciones de protección de la fase C.

Al igual que se hizo en la fase A-B, procedemos a configurar los disparos de cada función de protección junto con la activación de los LED's de la parte frontal del relé. A continuación en la figura 4.67 se muestra la matriz de configuración para el relé 7UM622 y en la figura 4.68 para el relé 7UT635.

## Cristian Carchipulla



Actualmente las borneras a la cual están conectados los transformadores de instrumento, tanto TP's y TC's, es la bornera X8, esta está ubicada tanto en el panel UCB/2 como en el UCB/3 de la fase A-B. Dicha bornera es de paso y no presta las facilidades para una conexión y desconexión segura de las señales, tal como se puede notar en la figura 4.70, por lo cual se recomienda reemplazar esta bornera por borneras seccionables "PHOENIX CONTACT URTK/S – 0311087", las cuales son las mismas que están actualmente instaladas para las entradas de los transformadores de instrumento de la fase C, en el Anexo 3 se muestra la descripción de este tipo de bornera.




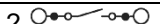

**Figura 4.70. Bornera X8 actual.**

Fuente: Elaboración Propia.

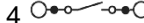
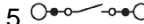
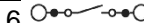
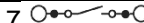
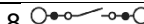
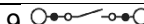
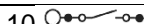
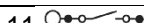

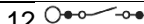
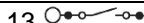
La segunda modificación necesaria para una aplicación segura del banco móvil con relés multifunción, es implementar dos nuevas borneras seccionables, a las cuales deben llegar todas las señales de salida de los relés electromecánicos del tablero UCB/2 y UCB/3, de tal manera que cuando debamos conectar el banco móvil, lo único que se tendrá que realizar es seccionar las borneras y conectar las salidas de los relés multifunción directamente en un extremo de estas borneras, evitando así realizar cambios complejos en el esquema del circuito de protecciones.

Además, una de estas borneras deberá tener a disposición bornes con señales para la alimentación del banco móvil y con la señal para el botón de rearme.

Las nuevas borneras tendrán por nombre XR8-2 y XR8-3 respectivamente para cada tablero, sus cuadros de conexiones se muestra en las tablas 4.31 y 4.32 respectivamente.

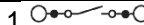
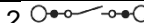
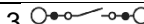

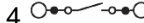

Relé electromecánico		XR8-2	Salida	
746-GM	175F1	1 	Resistencia	746-GM-R
740-GM	175J1	2 	Resistencia	740-GM-R
	175J3	3 	Relé Auxiliar	152-2U*-X



751-GMV	170H1	4 	Resistencia	751-GMV-R
	170H3	5 	Relé auxiliar	752-2U*-X
759-GM	170F1	6 	Resistencia	759-GM-R
781-GM	175H1	7 	Resistencia	781-GM-R
727-GM	162G1	8 	Relé Auxiliar	
787-GM	170D1	9 	Resistencia	787-GM-R
764-GMN	170E1	10 	Resistencia	764-GMN-R
Reinicio	170R1	11 	Botón de Rearme	3R-Y
Bornera (2Z1)	*URBP1	12 	+125 VCC	
	*URBN1	13 	Negativo	
	Tierra	14 	Tierra	

**Tabla 4.31. Bornera XR8-2 para el tablero UCB/2.**

Fuente: Elaboración Propia.

Relé electromecánico		XR8-3	Salida	
187-GT*	172B1	1 	Resistencia	187-GT-R
151-CL*	172D1	2 	Resistencia	151-CL-R
	7C12	3 	Relé de Protección	185-CLPH Entrada 5
	7C22	4 	Relé de Protección	185-CLPH Entrada 7
	7C32	5 	Relé de Protección	185-CLPH Entrada 9
151-TMN	175G1	6 	Relé Auxiliar	151-TMN-TX

**Tabla 4.32. Bornera XR8-3 para el tablero UCB/3.**

Fuente: Elaboración Propia.

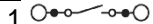

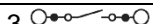
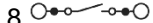
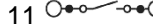



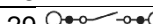
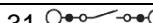
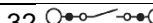
#### 4.5.2. Modificación de estado actual de tableros de la fase C de la central Molino.

Para la fase C, la única modificación necesaria para una aplicación segura del banco móvil con relés multifunción, es la implementación de dos nuevas borneras similares a las que se tienen que implementar en la fase A-B, a éstas deben llegar todas las señales de salida de los relés de estado sólido tanto en el tablero P1 y P2, de tal manera que cuando debamos conectar el banco móvil, lo único que se tendrá que realizar es seccionar las borneras y conectar las salidas de los relés multifunción directamente en un extremo de estas borneras, evitando así realizar cambios complejos en el esquema del circuito de protecciones.

También una de estas borneras deberá tener a disposición bornes con señales para la alimentación del banco móvil.

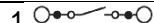
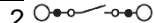
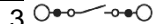


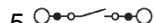
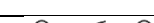
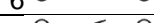
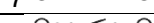
Las nuevas borneras tendrán por nombre XR8-1 y XR8-2 respectivamente para cada tablero, sus cuadros de conexiones se muestra en las tablas 4.33 y 4.34 respectivamente.

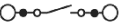
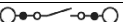

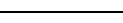
Relé de Estado Sólido	XR8-1	Salida
-----------------------	-------	--------

49 G	K0211	1 	Relé auxiliar	K14 K15
40 G	K0317	2 	Relé Auxiliar	K12 K13
59 G2	K0415	3 	Relé de Retención	86E
	K0416	4 	Relé de Retención	86E
	K0417	5 	Relé Auxiliar	K19
87 G	K0519	6 	Relé Auxiliar	K01
	K0522	7 	Relé de Retención	86E
	K0523	8 	Relé de Retención	86E
	K0524	9 	Bornera	X4-3
50-51 ET	K0525	10 	Bornera	X4-4
	K0516	11 	Relé Auxiliar	K03
	K0621	12 	Relé Auxiliar	K02
	K0519	13 	Relé de Retención	86E
50-51 UT	K0620	14 	Relé de Retención	86E
	K0724	15 	Relé Auxiliar	K17
	K0729	16 	Relé Auxiliar	K16
	K0726	17 	Relé de Retención	86E
27 G	K0727	18 	Relé de Retención	86E
	K0810	19 	Bornera	X4-5
	K0811	20 	Bornera	X4-6
59 G1	K0819	21 	Relé Auxiliar	K04
	K0911	22 	Relé de Retención	86E
	K0912	23 	Relé de Retención	86E
64 G1	K0913	24 	Relé Auxiliar	K05
	K1016	25 	Relé Auxiliar	K06 K07
64 G2	K1113	26 	Relé Auxiliar	K08
	K1111	27 	Relé de Retención	86E
	K1112	28 	Relé de Retención	86E
64 FA	K1309	29 	Relé Auxiliar	K11
64 FD	Salida 19	30 	Relé Auxiliar	K18
Bornera X1	1	31 	+ 125 VCC	
	3	32 	Negativo	
G1U	B1	33 	+ 24 VCC	
	Tierra	34 	Tierra	

**Tabla 4.33. Bornera XR8-1 para el tablero P1.**

Fuente: Elaboración Propia.

Relé de Estado Sólido		XR8-2	Salida	
287 GT	L0321	1 	Relé Auxiliar	K02
	L0322	2 	Bornera	X4-5
	L0323	3 	Bornera	X4-6
	L0324	4 	Bornera	X4-7 X4-25
	L0325	5 	Bornera	X4-4 X4-26
51 TN	L0415	6 	Relé Auxiliar	K03
	L0407	7 	Bornera	X4-9
	L0408	8 	Bornera	X4-10
59 N	L0509	9 	Relé Auxiliar	K05

46 G	L0617	10 	Relé Auxiliar	K6
	L0618	11 	Relé Auxiliar	K7
21 G	L0724	12 	Relé Auxiliar	K8 K9
59/81	L0812	13 	Relé Auxiliar	K10 K11

**Tabla 4.34. Bornera XR8-2 para el tablero P2.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.5.3. Criterios Eléctricos de Diseño.

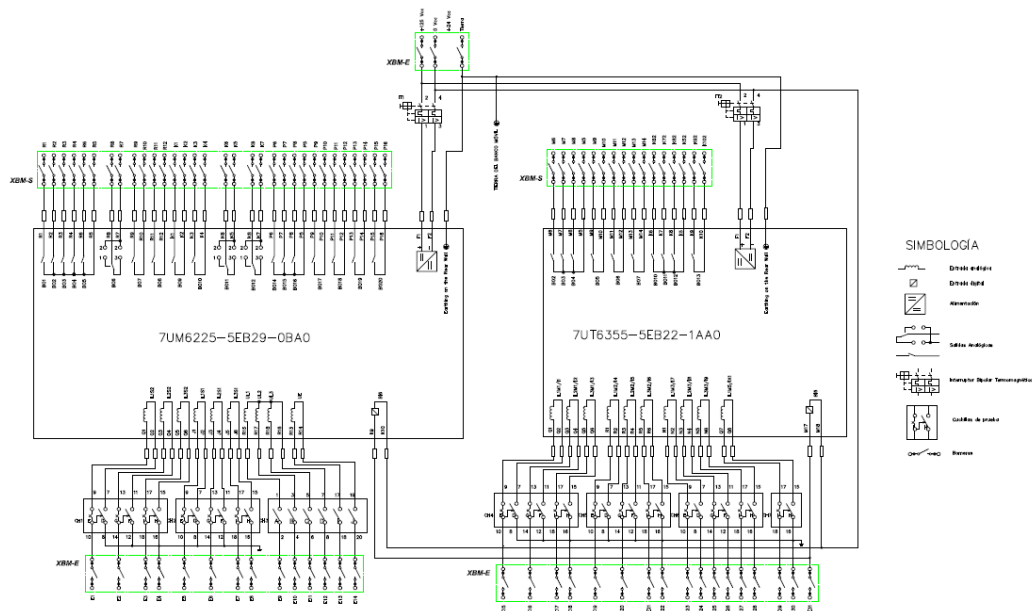
La parte eléctrica del banco móvil con los relés multifunción va tener como prioridad la seguridad tanto de los equipos como de la persona que realiza la desconexión y conexión de éste, por esto, todos los transformadores de instrumento, tanto TP's y TC's, pasan por llaves de prueba con conexión a tierra para eliminar los campos magnéticos remanentes que pueden existir en éstos. Para este fin seleccionamos las cuchillas de prueba ABB "*Flexitest Switch Type FT-1*" las cuales también están actualmente implementadas en los tableros de protección de la central Mazar, en el Anexo 3 se encuentra la descripción de este producto.

La alimentación de los relés multifunción provendrá de los servicios auxiliares de cada unidad, esta a su vez pasara a través de un interruptor termomagnético con el fin de proteger al relé multifunción contra posibles cortocircuitos y problemas en el interior del banco móvil que pueden perjudicar el correcto funcionamiento de los mismos. Para este fin se utilizaran interruptores bipolares de corriente continua de marca SIEMENS "*tipo 5SX5 204 – 7*" de corriente nominal 4 A, en el Anexo 3 se indica toda sus características eléctricas y mecánicas.

El banco móvil, debido a sus características conductoras puede ser un peligro para el personal que manipule el banco, por lo cual, éste debe ser debidamente puesto a tierra. Para esto se ha previsto una conexión de la estructura metálica del banco hacia la barra de puesta a tierra de los tableros de la unidad a intervenir.

Todas las entradas y salidas utilizadas de los relés multifunción para el respaldo del sistema de protecciones actual, van a ir a dos borneras que hemos nombrado XBM-E y XBM-S respectivamente, estas borneras van a ser marca "*PHOENIX CONTACT URTK/S – 0311087*".

Las conexiones internas de estas borneras serán como se muestra en el diagrama de conexión de la figura 4.71, el cual también está en el Anexo 4.


















**Figura 4.71. Esquema eléctrico del banco móvil con relés multifunción.**  
Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.5.4. Criterios Mecánicos de Diseño.

Para el diseño del banco móvil vamos a considerar las recomendaciones dadas por la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos, NEMA por sus siglas en inglés, la cual nos dice que debemos considerar las siguientes características:

- Fortaleza
  - Impacto mecánico en las paredes del gabinete.
  - Requisitos de espesor de la capa de metal.
- Sellado
  - Envejecimiento de juntas.
  - Resistencia al aceite.
- Material.
- Inflamabilidad.
- Ventilación.
- Montaje.
- Térmico.
- Unión/Conexión a tierra.

Para el sellado del banco móvil se establece un grado de protección (IP), dado por la norma IEC 60529, el cual está definido como se indica en la figura 4.72. En nuestro caso se establecerá un IP 54, lo que significa que va estar protegido contra el polvo (sin acumulación dañina) y el rocío de agua desde todas direcciones, lo que sería necesario para una central hidroeléctrica.

Primer número			Segundo número		
IP		Prueba IP	IP		Prueba IP
0		Sin protección	0		Sin protección
1		Protegido contra objetos sólidos de hasta 50 mm, p.ej. toque accidental con las manos	1		Protegido contra gotas de agua que caen verticalmente, p.ej. condensación
2		Protegido contra objetos sólidos de hasta 12 mm, p.ej. dedos	2		Protegido contra el rocío directo de agua hasta 15° de la vertical
3		Protegido contra objetos sólidos de más de 2.5 mm, p.ej. herramientas y alambres	3		Protegido contra el rocío a 60° de la vertical
4		Protegido contra objetos sólidos de más de 1 mm	4		Protegido contra el rocío de agua desde todas las direcciones (se permite un ingreso limitado)
5		Protegido contra el polvo (ingreso limitado, sin acumulación dañina)	5		Protegido contra chorros a baja presión de agua desde todas las direcciones (se permite un ingreso limitado)
6		Totalmente protegido contra el polvo	6		Protegido contra chorros fuertes de agua
			7		Protegido contra los efectos de inmersión entre 15 cm y 1 m

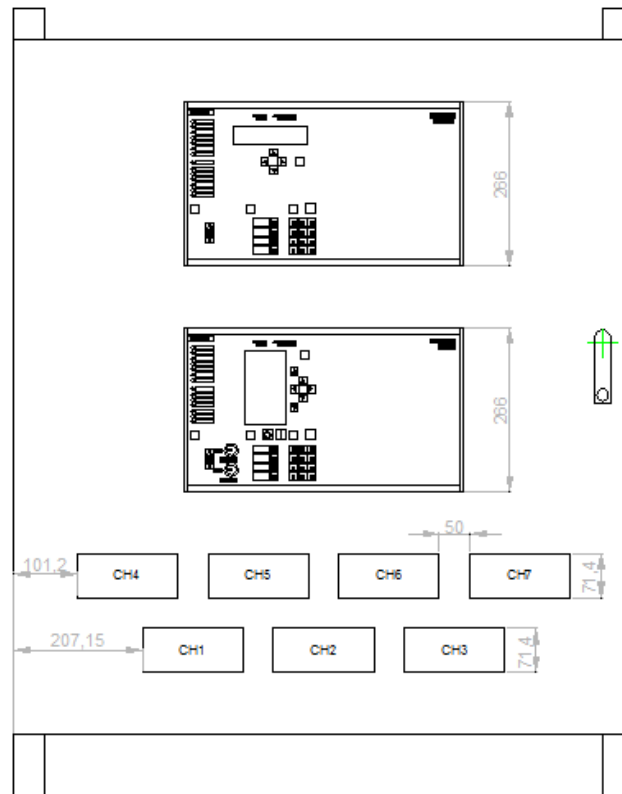
**Figura 4.72. Grado IP de gabinetes eléctricos de acuerdo a la norma IEC60529.**

Fuente: Normas globales para gabinetes en la industria eléctrica, Hoffman Company.

En cuanto a movilidad, hemos pensado un diseño compacto de tal manera de que una persona de aproximadamente 1.60 m pueda desplazarse con facilidad llevando dicho banco. Para esto el banco posee dos ruedas en su parte inferior trasera de tal manera que mediante dos manijas en su parte superior, el banco tome una inclinación máxima de treinta grados para poder desplazarse con normalidad y comodidad.

El montaje de los relés multifunción va ser en la parte frontal del banco de tal manera que se puedan visualizar sus paneles frontales, estos van a ir acompañados de las cuchillas de los transformadores de instrumento, como se muestra en la figura 4.73.

Banco Móvil de Relés Multifunción  
Vista frontal



**Figura 4.73. Vista frontal del banco móvil con relés multifunción.**

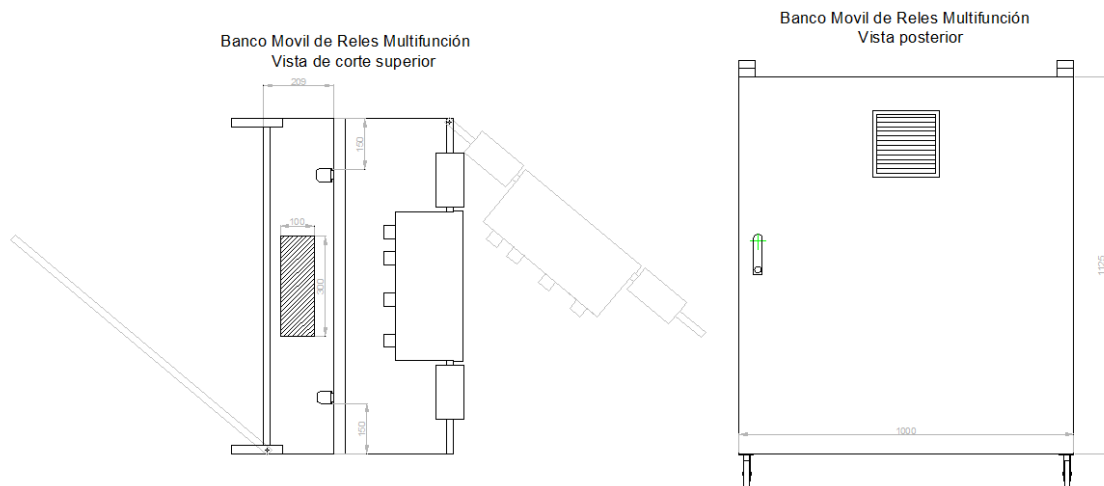
Fuente: Elaboración propia.

Para una fácil conexión del banco móvil se previó que éste posea dos puertas, una en la parte frontal, la cual nos ayudará para las conexiones internas del banco móvil, es decir la conexiones entre los terminales de conexión del relé y las borneras internas del banco y la segunda puerta estará ubicada en la parte posterior, la cual facilitará las conexiones de las señales que vienen de los tableros de la unidad a intervenir hacia las borneras del banco móvil.

Los conductores que llevan las señales de los tableros de la unidad ingresarán al banco móvil a través de un agujero en la parte inferior de éste, el cual va a tener una doble aplicación, dado que éste también va a servir para la ventilación del banco, es así que mediante este agujero ingresará aire frío y por una ventila instalada en la puerta posterior va a salir el aire caliente; la vista de la puerta posterior y del corte superior se muestra en la figura 4.74.

Esta ventilación tiene como objetivo mantener la temperatura al interior del banco dentro límites de operación de los relés multifunción Siemens establecidos en sus respectivos manuales, los cuales son:

Temperatura de operación en régimen permanente:  $-5^{\circ}\text{C}$  a  $+55^{\circ}\text{C}$

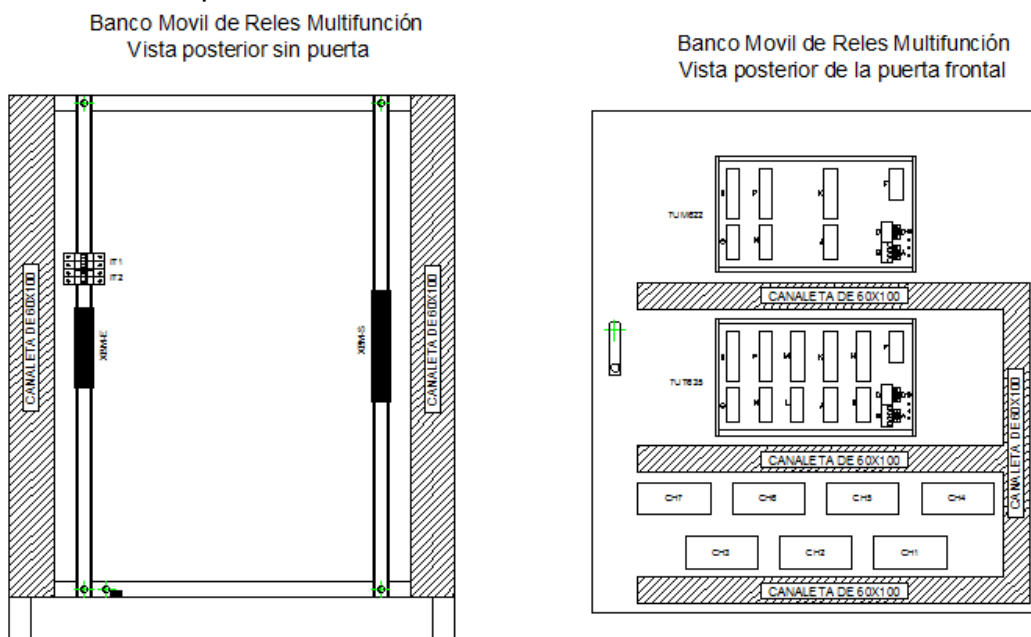


**Figura 4.74. Vista posterior y vista superior del banco móvil con relés multifunción**

Fuente: Elaboración propia.

En la parte interior, como se muestra en la figura 4.75, vamos a encontrar:

- Borneras de conexión: XBM-E y XBM-S.
- Interruptores bipolares termomagnéticos: IT1 y IT2.
- Conexión a tierra del banco móvil.
- Terminales de conexión de los relés 7UM622 y 7UT635 (puerta frontal).
- Terminales de conexión de las chuchillas de prueba (puerta frontal).
- Canaletas para el cableado.



**Figura 4.75. Vista posterior sin puerta y vista posterior de la puerta frontal del banco con relés multifunción.**

Fuente: Elaboración propia.



Las características constructivas del banco son:

- El banco debe ser construido, tanto coberturas como puertas, con láminas de acero dulce 14 USG (1.9mm).
- El acabado externo e interno del banco debe ser con pintura RAL 7032 y con un espesor mínimo de 80 $\mu$ .
- La continuidad eléctrica entre puertas, chapas de montaje, laterales, techo, fondo, etc. deberá ser garantizado, con la utilización de tuercas dentadas.
- La identificación de los equipos será realizada mediante etiquetas acrílicas pegadas en la estructura próxima a estos.
- Los conductores y borneras deben ser debidamente marquillados con etiquetas plásticas pegadas en cada uno de estos.
- Las rieles serán de tipo DIN de 35X7.5 mm.
- La conexión a tierra del banco móvil con relés multifunción se va a realizar mediante un conductor que va ir desde el soporte inferior de la las rieles hasta la bornera de tierra.

Finalmente, en el Anexo 4 se presenta el diseño del banco móvil con relés multifunción con mayor detalle; en la siguiente figura se puede observar la vista exterior del banco móvil en tres dimensiones.



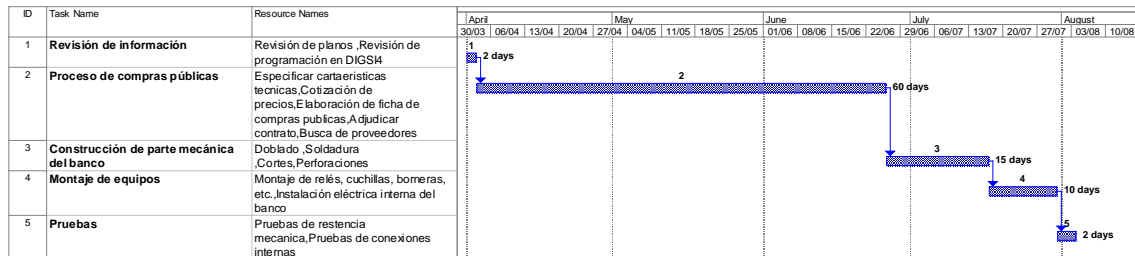
**Figura 4.76. Banco móvil con relés multifunción.**

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.5.5. Cronograma.

Mediante Microsoft Project se estableció un cronograma de actividades en el cual enumeramos lo que se desbebería realizar para la implementación del banco móvil con relés multifunción.

En la figura 4.77 mostramos el cronograma de actividades incluyendo en cada una un tiempo estimado que tomaría realizarla. Este cronograma también se incluye en el Anexo 4.



**Figura 4.77. Cronograma de actividades.**

Fuente: Elaboración propia.

Es así, que para lograr construir el modulo móvil con relés multifunción son necesarios un total de 89 días, esto debido principalmente al proceso de compras públicas, la cual es la etapa más larga.

#### 4.5.6. Costo.

En la tabla 4.35 mostramos un costo total estimado de los materiales y mano de obra a utilizarse para la construcción del módulo móvil.

COSTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN				
ITEM	DESCRIPCION	Unidad	Cant	Precio
1	Cuchillas de prueba ABB "Flexitest Switch Type FT-1"	u	5	390
2	Interruptores bipolares de corriente continua Siemens "tipo 5SX5 204 – 7"	u	2	29
3	Los rieles tipo DIN de 35X7.5 mm.	m	2,25	8,78
4	Soportes de riel	m	2	2,32
5	Borneras seccionables "PHOENIX CONTACT URTK/S – 0311087"	u	85	212,5
6	Canaletas 60X10	m	10	45
7	Conductor de cobre flexible TW 10 AWG	m	170	119
8	Ventila cuadrada (0,2m)	u	1	8
9	Tablero Eléctrico IP 54	u	1	703
10	Ruedas diámetro (8 cm)	u	2	20
11	Bisagras	u	6	10
12	Pintura	Galón	2	30



13	Mano de Obra (Mecánica)			500
14	Conexiones Eléctricas y Pruebas			1200
Imprevistos		10% Subtotal		327,8
<b>Total</b>				<b>3605,36</b>

**Tabla 4.35. Costo de la implementación del banco móvil.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.6. PROCEDIMIENTO DE DESCONEXIÓN Y CONEXIÓN PARA EL USO DEL BANCO MÓVIL CON RELÉS MULTIFUNCIÓN.

##### 4.6.1. Procedimiento para cargar archivos en los relés multifunción Siemens.

Para transmitir los valores de ajuste de las diferentes funciones de protección de la PC hacia el equipo SIPROTEC mediante DIGSI 4 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Abrir el proyecto correspondiente al caso de falla presentado en modo offline, para la selección correcta del archivo se tiene que referirse a la tabla 4.36 y 4.37.

Caso	Proyecto a cargar al Relé 7UM622.	Proyecto a cargar al Relé 7UT635.
Falla de cualquiera de los relés de protección de la fase AB	Fase AB_7UM622	Fase AB_7UT635
Falla del relé 64f en la fase C (incluir circuito complementario)	Fase C_64f	Fase C_7UT635
Falla del relé 50-51 ET	Fase C_7UM622	Fase C_50-51ET
Falla del relé 50-51 UT	Fase C_7UM622	Fase C_50-51UT
Falla en el resto de relés de protección de la fase C	Fase C_7UM622	Fase C_7UT635

**Tabla 4.36. Archivos de proyectos en DIGSI 4 para los relés multifunción.**

Fuente: Elaboración Propia.

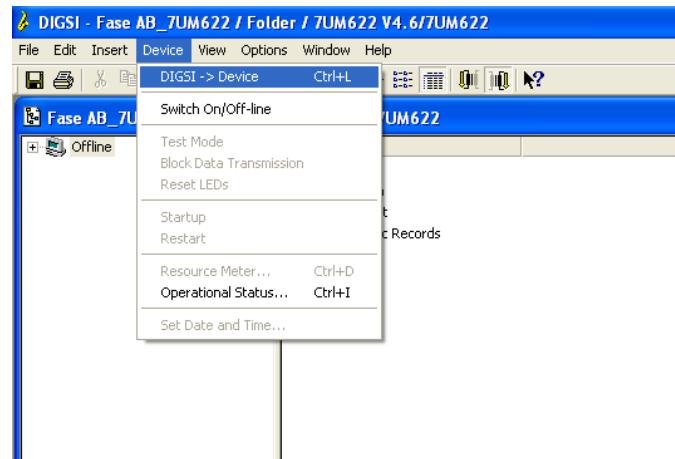
Proyecto	Funciones habilitadas	Funciones remplazadas	Dirección
FaseAB_7UM622	51V, 46, 87, 40, 27, 59, 81, 59N/67GN.	51GMV, 46GM, 87G, 40GM, 27GM, 59GM, 81GM, 64GM	Proyectos Digsí Banco Móvil/Fase_A_9
FaseAB_7UT635	87, 50/51, 50G/51G	87GT, 51CL, 51TMN	Proyectos Digsí Banco Móvil/Fase__10
Fase C_7UM622	51V, 46, 87, 40, 21, 27, 59, 24, 59N/67GN, 27/59TN	49G, 46G, 87G, 40G, 21G, 27G, 59G1, 59G2, 59/81, 64G1, 64G2	Proyectos Digsí Banco Móvil/Fase_C_3
Fase C_7UM635	87, 50G/51G	87GT, 51TN	Proyectos Digsí Banco

			Móvil/Fase_C_9
Fase C_64f	51V, 46, 87, 40, 21, 27, 59, 24, 64	49G, 46G, 87G, 40G, 21G, 27G, 59G1, 59G2, 59/81, 64FA, 64FD	Proyectos Digsí Banco Móvil/Fase__11
Fase C_50-51ET	87, 50G/51G, 50/51	87GT, 51TN, 50- 51ET	Proyectos Digsí Banco Móvil/Fase__12
Fase C_50-51UT	87, 50G/51G, 50/51	87GT, 51TN, 50- 51UT	Proyectos Digsí Banco Móvil/Fase__13

**Tabla 4.37. Contenido y dirección de los proyectos en DIGSI 4 para los relés multifunción.**

Fuente: Elaboración Propia

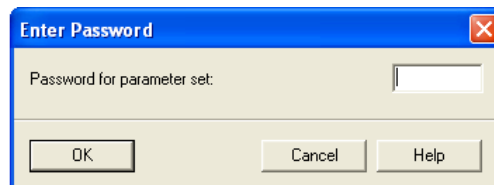
- Luego desplegamos el menú *Device* en DIGSI, y seleccionamos la opción *DIGSI->Device*.



**Figura 4.78. Opción para enviar datos de la PC al equipo SIPROTEC.**

Fuente: DIGSI 4.

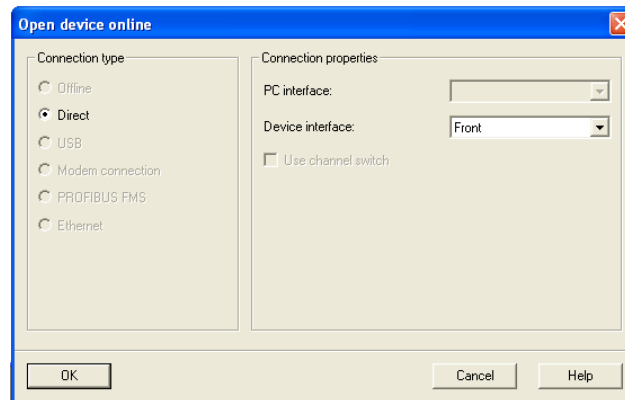
- Se despliega un cuadro de dialogo en el cual debemos introducir el código de acceso para el juego de parámetros, en este caso el código de acceso es "000000".



**Figura 4.79. Código de acceso.**

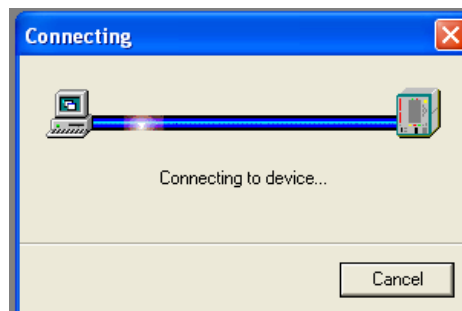
Fuente: DIGSI 4.

- Seleccionamos las propiedades de la conexión directa, es decir que interfaces se utilizaran tanto en la PC como en el equipo SIPROTEC.



**Figura 4.80. Configuración de interfaces para la transmisión de datos.**  
Fuente: DIGSI 4.

5. Se establece la conexión y se logra una exitosa transmisión de los datos de la PC hacia el equipo SIPROTEC.

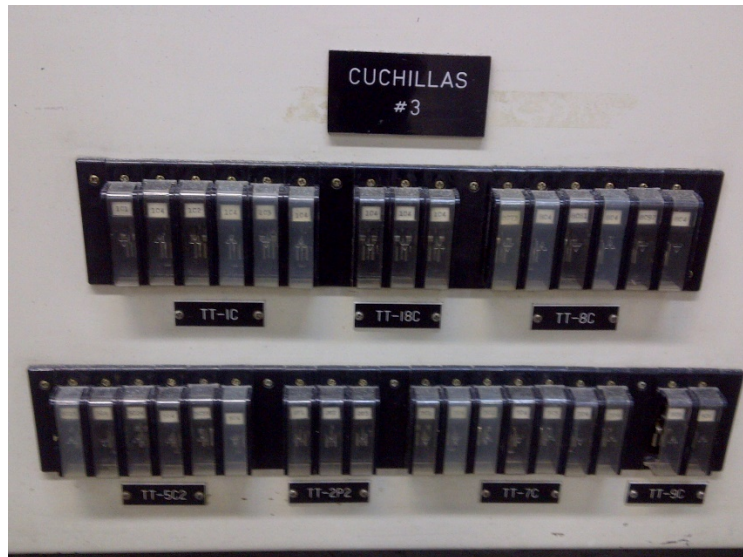


**Figura 4.81. Conexión de la PC al equipo SIPROTEC.**  
Fuente: DIGSI 4.

Una vez transmitido los datos al equipo SIPROTEC éste se desconecta automáticamente de la PC.

#### **4.6.2. Procedimiento de desconexión de los relés de protección de las unidades de la fase A-B.**

1. Lo primero que se debe hacer es detener la unidad en la que surgió la falla del relé de protección.
2. Para asegurarnos que se pueda realizar una desconexión segura de los relés electromecánicos, debemos verificar que todos los interruptores tanto del campo, de los servicios auxiliares y el principal estén abiertos.
3. Utilizar las cuchillas de puesta a tierra ubicadas en la parte frontal inferior de los paneles UCB/2 y UCB/3, para conectar los transformadores de instrumento a tierra y así eliminar los campos magnéticos remanentes que pueden existir en estos.



**Figura 4.82. Cuchillas de puesta a tierra de la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

4. Proceder a seccionar las señales de la bornera X8 que se indican en la tabla 4.38.

Panel	Transformador de Instrumento	Señal
UCB/2	3C	3C1
		3C2
		3C3
		3C4
	4C	4C4
		4C7
		4C8
		4C9
	1P	1P5
		1P6
UCB/3	1C	1C1
		1C2
		1C3
		1C4
	8C	8C1
		8C2
		8C3
		8C7
		8C8
		8C9
	7C	7C1
		7C2
		7C3
		7C4
	9C	9C5
		9C6

**Tabla 4.38. Borneras a seccionar en X8.**

Fuente: Elaboración Propia.



5. Seccionar las salidas de los relés electromecánicos en las borneras XR8-2 y XR8-3.
6. Desconectar y aislar las señales de tensión que llegan a los relés electromecánicos del panel UCB/2 haciendo uso de la tabla 4.39, para liberar de carga al TP 2P, ya que este TP tiene que seguir en funcionamiento para la protección 60 que no se deshabilitará.

Equipo	Bornes del Equipo	Conductor
Transformador 740-GM-TR1 (Figura 4.83)	U	2P12
	V	2P21
Transformador 740-GM-TR2	U	2P21
	V	2P32
Relé 751-GMVA	5	2P12
	6	2P21
Relé 751-GMVB	5	2P21
	6	2P32
Relé 751-GMVC	5	2P32
	6	2P12
Relé 727-GM	7	2P12
	8	2P32
Transformador 759-GM-TR (Figura 4.84)	P1	2P12
	P2	2P32
Relé 781-GM	7	2P12
	8	2P32

**Tabla 4.39. Señales de tensión a desconectar en los equipos del tablero UCB/2.**

Fuente: Elaboración Propia



**Figura 4.83. Transformadores 740-GM-TR\*.**

Fuente: Elaboración Propia.





**Figura 4.84. Transformador 759-GM-TR.**  
Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.6.3. Procedimiento de conexión del banco móvil con relés multifunción al sistema de protecciones de las unidades de la fase A-B.

Basados en los planos actuales de la central Molino para la fase A-B hemos elaborado los diagramas de conexión para el banco móvil con relés multifunción, estos se encuentran en el Anexo 5. A continuación presentamos los pasos a tener en cuenta para realizar dicha conexión.

1. Dada la conexión en delta de los transformadores de corriente 8C, correspondientes a lado de alta tensión de la protección diferencial del grupo generador/transformador (87GT), se debe intervenir en la bornera X8 y realizar en esta una conexión estrella como lo requiere el relé 7UT635, tal como se ve en el plano 2 del anexo 5.
2. Todas las conexiones entre el banco móvil y los paneles de la unidad en la que ha fallado un relé, se presentan en los siguientes cuadros de conexión y para mayor facilidad se recomienda también seguir los planos 1,2 y 3 del anexo 5, en los cuales se detallan dichas conexiones.

Panel de Unidad			Banco Móvil
Panel	Bornera		Bornera
UCB/2	X8	→	XBM-E
	3C1	→	E1
	3C2	→	E2

	3C3	→	E3
	3C4	→	E4
	4C7	→	E5
	4C8	→	E6
	4C9	→	E7
	4C4	→	E8
	6P1	→	E9
	6P2	→	E10
	6P3	→	E11
	6P4	→	E12
	1P5	→	E13
	1P6	→	E14
	<b>XR8-2</b>		
	12	→	+125 Vcc
	13	→	0 Vcc
	14	→	Tierra
	11	→	E31
UCB/3	<b>X8</b>		
	8C7	→	E15
	8C8	→	E16
	8C9	→	E17
	8C3	→	E18
	1C1	→	E19
	1C2	→	E20
	1C3	→	E21
	1C4	→	E22
	7C1	→	E23
	7C2	→	E25
	7C3	→	E27
	9C5	→	E29
	9C6	→	E30
	<b>XR8-3</b>		
	3	→	E24
	4	→	E26
	5	→	E28

**Tabla 4.40. Cuadro de conexión de las entradas del banco móvil para fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia

Panel de la Unidad			Banco móvil
Panel	Bornera		Bornera
UCB/2	<b>XR8-2</b>	→	<b>XBM-S</b>
	1	→	R11
	2	→	K3
	3	→	K4
	4	→	R9
	5	→	R10
	6	→	P11
	7	→	P15
	8	→	P9
	9	→	K1
	10	→	P15
UCB/3	<b>XR8-3</b>		
	1	→	M10
	2	→	M12

	6	→	M14
--	---	---	-----

**Tabla 4.41. Cuadro de conexión de las salidas del banco móvil para fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia

- Realizar las conexiones indicadas en la tabla 4.42 al interior del banco para la alimentación de las salidas digitales de los relés multifunción.

Alimentación/XBM-E		Salida digitales/XBM-S
+125 Vcc	→	K2
	→	P16
	→	P12
	→	P14
	→	R12
	→	M9
	→	M11
	→	M13

**Tabla 4.42. Cuadro de conexión de la alimentación de las salida digitales del banco móvil para fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia

- Reconectar las cuchillas del transformador de tensión 2P, las cuales se encuentran ubicadas en la parte frontal inferior del tablero UCB/2 y están identificadas como TT-2P.
- Una vez realizado todas estas conexiones se procede encender los relés multifunción mediante los interruptores bipolares termomagnéticos IT1 e IT2.
- Realizado el procedimiento tanto de desconexión de los relé electromecánicos, como el de conexión para el banco móvil se puede realizar el arranque de la maquina con normalidad.

Para una desconexión segura del banco móvil lo primero que se debe realizar es utilizar las cuchillas de prueba localizadas en su parte frontal para mandar a tierra las señales de todos los transformadores de instrumento y luego reponer las conexiones del estado original, para esto también se puede utilizar los cuadros de conexiones anteriores o los planos del Anexo 5.

#### 4.6.4. Procedimiento de desconexión de los relés de protección de las unidades de la fase C.

- Lo primero que se debe hacer es detener la unidad en la que surgió la falla del relé de protección.

2. Para asegurarnos que se pueda realizar una desconexión segura de los relés de estado sólido, debemos verificar que todos los interruptores tanto del campo, de los servicios auxiliares y el principal estén abiertos.
3. Utilizar las cuchillas de puesta a tierra ubicadas en la parte frontal interior inferior de los paneles P1 y P2, para conectar los transformadores de instrumento a tierra y así eliminar los campos magnéticos remanentes que pueden existir en estos.
4. Proceder a seccionar las señales de la bornera X3 que se indican en la tabla 4.43.



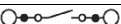




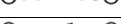
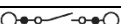

Panel	Transformador de Instrumento	X3	Señal
P1	CT-3	25	K0501
		26	K0502
		27	K0503
		28	K0504
	CT-4	29	K0506
		30	K0507
		31	K0508
		32	K0509
	PT-T	56	K1003
		58	K1004
P2	CT	5	L0303
		6	L0304
		7	L0305
		8	L0306
	CT-6	9	L0309
		10	L0310
		11	L0311
		12	L0312
	CT-N	13	L0403
		14	L0404
En Caso de falla del relé 50-51 ET incluir en panel P1	CTEX-U	33	K0601
		34	K0602
		35	K0603
		36	K0604
En Caso de falla del relé 50-51 UT incluir en panel P1	CTUT-U	37	K0701
		38	K0702
		39	K0703
		40	K0704

**Tabla 4.43. Borneras a seccionar en X3.**

Fuente: Elaboración Propia.

5. Seccionar las salidas de los relés de estado sólido en las borneras XR8-1 y XR8-2, donde se debería tener en cuenta que las siguientes borneras no deberían seccionarse al no presentarse el caso de falla.

En caso	Seccionar en
---------	--------------

de falla del relé	XR8-1 las borneras
50-51 ET	11 
	12 
	13 
	14 
50-51 UT	15 
	16 
	17 
	18 
64 FA	29 
64 FD	30 

**Tabla 4.44. Borneras a seccionar en XR8-1 y XR8-2 según el caso de falla.**

Fuente: Elaboración Propia.

6. Desconectar y aislar las señales de tensión que llegan a los relés de estado sólido de los paneles P1 y P2 haciendo uso de la tabla 4.45, para liberar de carga al TP PT-2.

Panel	Relé	Bornes del relé	Conductor
P1	27G	A1	K0801
		A3	K0805
		A4	K0802
		A6	K0806
		A7	K0803
		A9	K0804
	59G1	A1	K0901
	59G2	A3	K0902
		A1	K0403
		A3	K0404
P2	40G	3/1	K0309
		3/2	K0312
		3/1	L0710
		3/3	L0712
	21G	3/5	L0714
		H1	L0802
		H2	L0803
	59/81		

**Tabla 4.45. Señales de tensión a desconectar en los equipos de los paneles P1 y P2.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.6.5. Procedimiento de conexión del banco móvil con relés multifunción al sistema de protecciones de las unidades de la fase C.

Basados en los planos actuales de la central Molino para la fase C hemos elaborado los diagramas de conexión para el banco móvil con relés multifunción, éstos se encuentran en el Anexo 5. A continuación presentamos los pasos a tener en cuenta para realizar dicha conexión.

1. Todas las conexiones entre el banco móvil y los paneles de la unidad en la que ha fallado un relé, se presentan en los siguientes cuadros de conexión y para mayor facilidad se recomienda también seguir los planos para la fase C del anexo 5, en los cuales se detallan dichas conexiones.

Panel de Unidad			Banco Móvil
Panel	Bornera		Bornera
P1	X3	—————>	XBM-E
	25	—————>	E1
	26	—————>	E2
	27	—————>	E3
	28	—————>	E4
	29	—————>	E5
	30	—————>	E6
	31	—————>	E7
	32	—————>	E8
	41	—————>	E9
	43	—————>	E10
	45	—————>	E11
	47	—————>	E12
	56	—————>	E13
	58	—————>	E14
	XR8-1		
	31	—————>	+125 Vcc
	32	—————>	0 Vcc
	33	—————>	+24 Vcc
	34	—————>	Tierra
P2	X3		
	5	—————>	E15
	6	—————>	E16
	7	—————>	E17
	8	—————>	E18
	9	—————>	E19
	10	—————>	E20
	11	—————>	E21
	12	—————>	E22
	13	—————>	E29
	14	—————>	E30
	En caso de falla		
	50-51 UT	50-51 ET	
	37	33	—————> E23
			—————> E24
	38	34	—————> E25
			—————> E26
	39	35	—————> E27
	40	36	—————> E28

**Tabla 4.46. Cuadro de conexión de las entradas del banco móvil para fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

Panel de la Unidad			Banco móvil
Panel	Bornera		Bornera
P1	XR8-1	—————>	XBM-S
	1	—————>	R9

	2	—————>	K1
	3	—————>	P11
	4	—————>	P12
	5	—————>	R4
	6	—————>	R1
	7	—————>	R12
	8	—————>	R11
	9	—————>	K7
	10	—————>	K8
	19	—————>	K6
	20	—————>	K5
	21	—————>	R2
	22	—————>	P10
	23	—————>	P9
	24	—————>	R3
	25	—————>	P15
	26	—————>	R6
	27	—————>	R8
	28	—————>	R7
P2	XR8-2		
	1	—————>	M6
	2	—————>	M9
	3	—————>	M10
	4	—————>	M11
	5	—————>	M12
	6	—————>	M7
	7	—————>	K92
	8	—————>	K102
	10	—————>	P6
	11	—————>	P7
	12	—————>	K3
	13	—————>	P13
En Caso de falla del relé 50-51 ET incluir en panel P1	11	—————>	K62
	12	—————>	K72
	13	—————>	M13
	14	—————>	M14
En Caso de falla del relé 50-51 UT incluir en panel P1	15	—————>	K62
	16	—————>	K72
	17	—————>	M13
	18	—————>	M14

**Tabla 4.47. Cuadro de conexión de las salidas del banco móvil para fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

- Realizar las conexiones indicadas en la tabla 4.48 al interior del banco para la alimentación de las salidas digitales de los relés multifunción.

Alimentación/XBM-E		Salida Digitales/XBMS
+125 Vcc	—————>	R5
	—————>	M5
	—————>	K52
+24 Vcc	—————>	R10
	—————>	K2





	→	K4
	→	P5
	→	P13
	→	P16

**Tabla 4.48. Cuadro de conexión de la alimentación de las salidas digitales del banco móvil para fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

3. Reconectar las cuchillas del transformador de tensión PT-2, las cuales se encuentran ubicadas en la parte frontal interior inferior del panel P1.
4. Una vez realizado todas estas conexiones se procede encender los relés multifunción mediante los interruptores bipolares termomagnéticos IT1 e IT2.
5. Realizado el procedimiento tanto de desconexión de los relé de estado sólido, como el de conexión para el banco móvil se puede realizar el arranque de la maquina con normalidad.

Para la desconexión del banco móvil debemos seguir los mismos pasos que se señalaron para la fase A-B.

**Nota:** No obstante de haber desarrollado los procedimientos de conexión y desconexión con la información disponible en la central y al ser esta tesis de carácter académico, es de responsabilidad de los técnicos de Hidropaute verificar la aplicación y validez de dicho procedimiento.

#### 4.7. BIBLIOGRAFIA DEL CAPITULO 4

- [13] Hoffman, NORMAS GLOBALES PARA GABINETES EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, Anoka, 2009.



## CAPÍTULO 5 : PRUEBAS DE AJUSTE Y ACTUACIÓN.

### 5.1. EQUIPO MEGGER MPRT

La prueba de inyección de señales es la más importante que se le puede realizar a los relés de protección, esta consiste en utilizar el equipo probador de relés de protección *MPRT Megger*, el cual se conecta a las entradas de corrientes y tensión del relé con el objetivo de simular la función de los transformadores de instrumento, en la figura 5.1 podemos observar una imagen del equipo.



**Figura 5.1. Probador de relés MPRT Megger.**  
Fuente: Elaboración Propia.

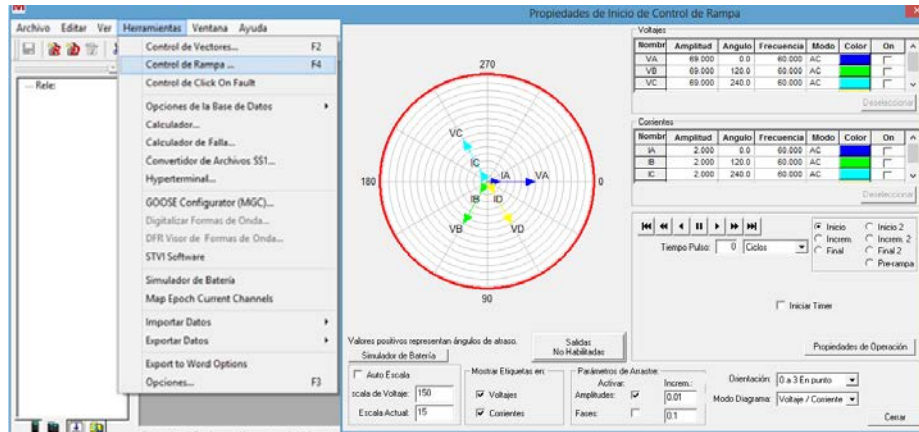
## 5.2. SOFTWARE AVTS

Este es un software que viene con el equipo Megger MPRT y tiene la finalidad de ayudar al usuario a controlar el equipo mediante la PC, además éste posee varias herramientas que ayudan al usuario a realizar las pruebas de relés de una manera fácil y rápida, entre estas está el control de vectores y el control de rampa.

### 5.2.1. Control de Rampa

Esta herramienta nos permite incrementar o disminuir valores de tensión o corriente, tanto en su magnitud, ángulo y frecuencia. Para esto se debe establecer un incremento o disminución con su tiempo programado con los puntos de inicio y de final deseados.

En la figura 5.2 mostramos esta herramienta del software AVTS.



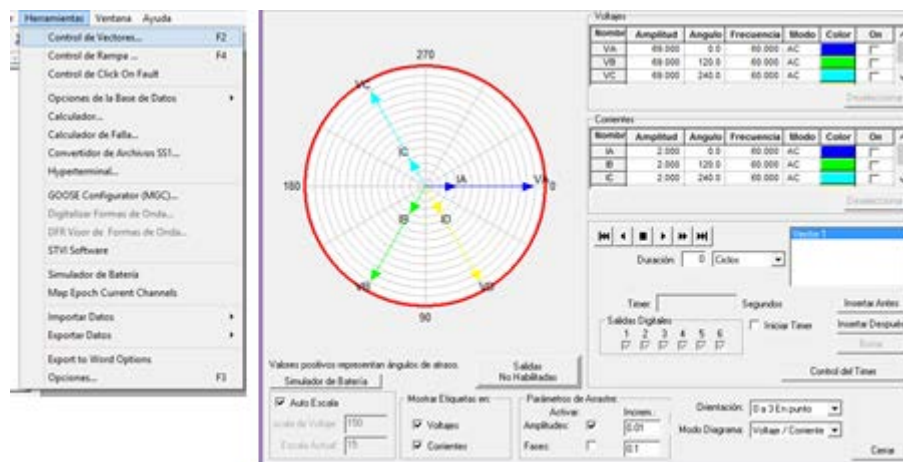
**Figura 5.2. Control de rampa en AVTS**

Fuente: AVTS

Con esta herramienta más una entrada digital programada en “*Propiedades de Operación*” vamos a determinar el valor de Pickup de las diferentes funciones de protecciones. La entrada digital va estar programada para detener la variación cuando se detecte un cambio de estado, que en nuestro caso sería el cierre de los contactos de los relés multifunción, mostrándonos así los valores de arranque de actuación.

### 5.2.2. Control de Vectores

La herramienta de control de vectores nos permite establecer una secuencia de varios vectores de tensión y corriente con sus respectivos valores de magnitud, ángulo y frecuencia.



**Figura 5.3. Control de vectores en AVTS**

Fuente: AVTS

Con esta herramienta más una entrada digital programada en “*Control del Timer*” vamos a determinar el tiempo que le toma a cada función de protección despejar una falla. La entrada digital va estar programada para detener el



conteo del timer cuando se detecte un cambio de estado, que en nuestro caso sería el cierre de los contactos de los relés multifunción.

### 5.3. PRUEBAS DE INYECCIÓN DE SEÑALES

El objetivo de esta prueba es el de observar cómo se comporta el relé y cada una de las funciones protecciones habilitadas en diferentes condiciones de funcionamiento. Además de poder verificar que los tiempos actuación del relé multifunción sean iguales a los tiempos que les lleva actuar actualmente a los relés electromecánicos y a los relés de estado sólido.

El procedimiento para realizar dichas pruebas es el siguiente:

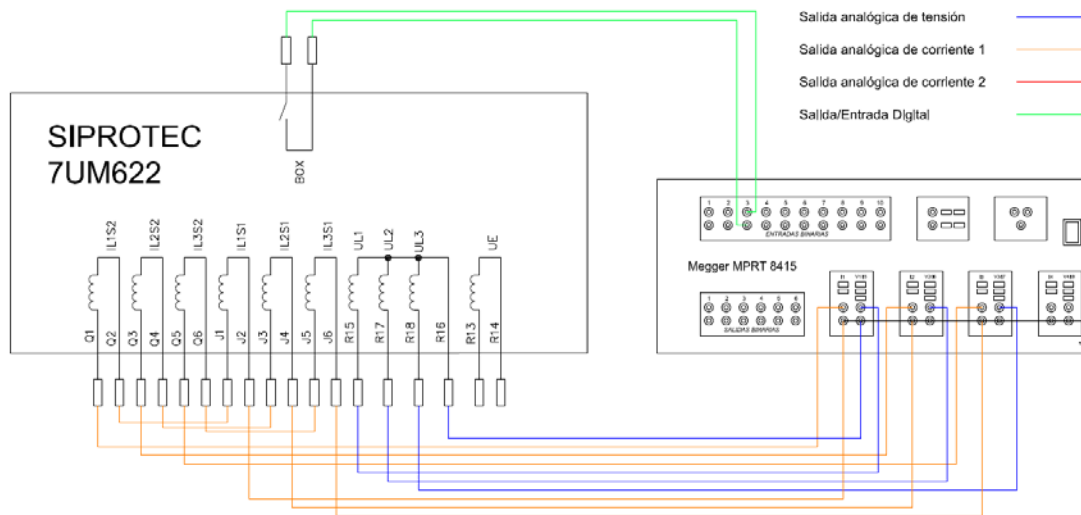
1. Instalar el software controlador del MPRT “AVTS” en una PC.
2. Conectar la PC con el equipo MPRT por medio de un cable Ethernet.
3. Verificar que el equipo MPRT esté funcionando correctamente, para esto, se puede utilizar la herramienta de *Control de rampa* del programa AVTS, donde debemos variar las salidas analógicas e ir revisando que todos los valores programados se cumplan en el equipo. De la misma manera verificamos que las entradas digitales cumplan un objetivo programado.
4. Realizar las conexiones necesarias entre el relé multifunción y el *MPRT Megger*, estas conexiones se indican en la siguiente sección.
5. Activar la función de protección del relé 7UM622 o del 7UT635, que deseamos probar y desactivar todas las demás.
6. Haciendo uso del *MPRT Megger* tenemos que inyectar los valores que corriente y tensión correspondiente a cada prueba, dichos valores también se indican en la siguiente sección.

#### 5.3.1. Conexiones y resultados de pruebas de las funciones de protección.

Tomando como referencia las diferentes pruebas realizadas en la central Molino, tanto a los relés electromecánicos como a los de estado sólido, en los siguientes puntos vamos a mostrar los valores de prueba y los resultados obtenidos para las distintas funciones de protecciones habilitadas en los relés multifunción.

##### 5.3.1.1. Función de protección 51V del relé multifunción 7UM622.

1. Conectamos tanto al lado 1 como al lado 2 del relé las mismas señales de corriente en serie tanto para fase A, B y C respectivamente, tal como se indica en la figura 5.4.
2. Conectamos las señales de tensión con un valor estable menor a 80 V, el cual va a permitir el arranque de la función de protección de sobrecorriente.



**Figura 5.4. Conexión de pruebas para las funciones de protección 51V, 27, 59, 24, 81, 40 y 21**  
Fuente: Elaboración Propia.



**Figura 5.5. Conexión de pruebas en la central Mazar.**  
Fuente: Elaboración Propia.

Los resultados obtenidos en las pruebas se indican en la siguiente tabla y en la figura 5.6 y 5.7 se puede apreciar las curvas de actuación obtenidas en las

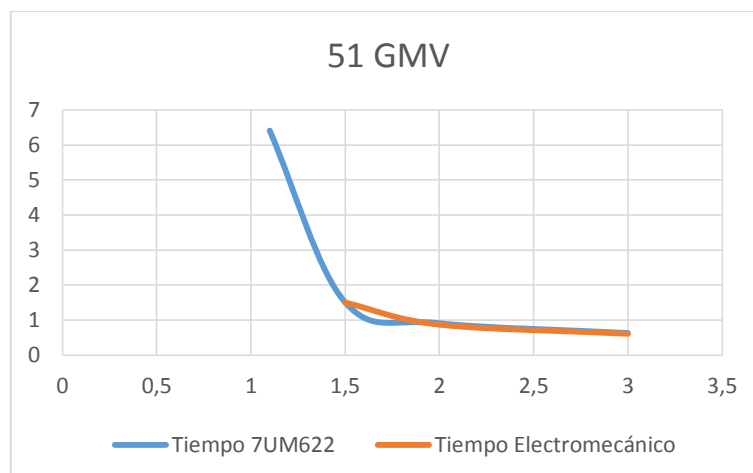


pruebas y se contrastan con la curva de actuación de los relés electromecánicos instalados actualmente.

Sobrecorriente con restricción de tensión 51GMV					
$I_{Pick Up}$	Dial	Veces TAP	$I_{prueba}$	Tiempo Real 7UM	Tiempo Real Actual
3,5	2	1	3,5	No Opera	No opera
$V_{Restricción aj}$	$V_{pick Up}$	1,1	3,85	6,41	Sin Dato
80	80	1,5	5,25	1,51	1,5
		2	7	0,91	0,87
		3	10,5	0,63	0,61

**Tabla 5.1. Resultados de prueba de la función 51 V para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.



**Figura 5.6. Curva de actuación real 51V fase A-B.**

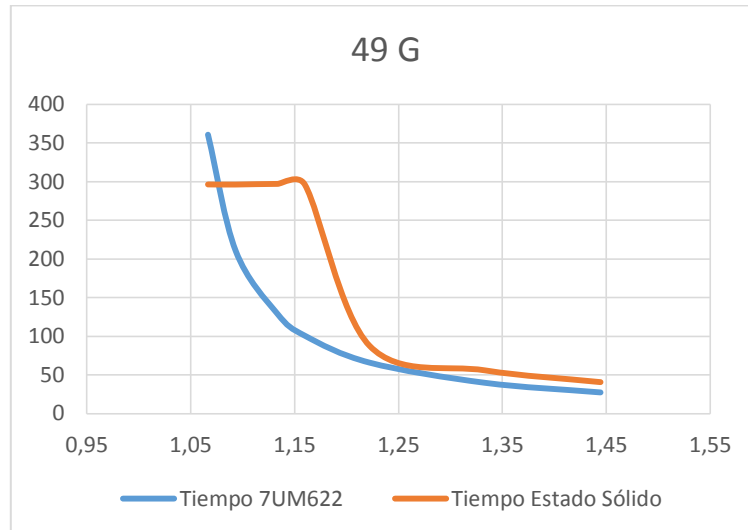
Fuente: Elaboración propia.

Sobrecarga 49 G					
$I_{Pick Up}$	Dial	IPR/IN	$I_{prueba}$	Tiempo Real 7UM	Tiempo Real Actual
4,63	4,73	1	4,63	No Opera	No Opera
		1,07	4,8	360,81	296,46
		1,09	4,92	210,51	296,31
		1,13	5,1	129,368	297,15
		1,16	5,22	100,66	295,98
		1,22	5,5	65,9	87,61
		1,33	6	39,81	55,9
		1,44	6,5	27,37	40,69

**Tabla 5.2. Resultados de prueba de la función 51 V para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.





**Figura 5.7. Curva de actuación real de la función 51 V para la fase C.**

Fuente: Elaboración propia.

#### 5.3.1.2. Funciones de protección 59 y 27 del relé multifunción 7UM622.

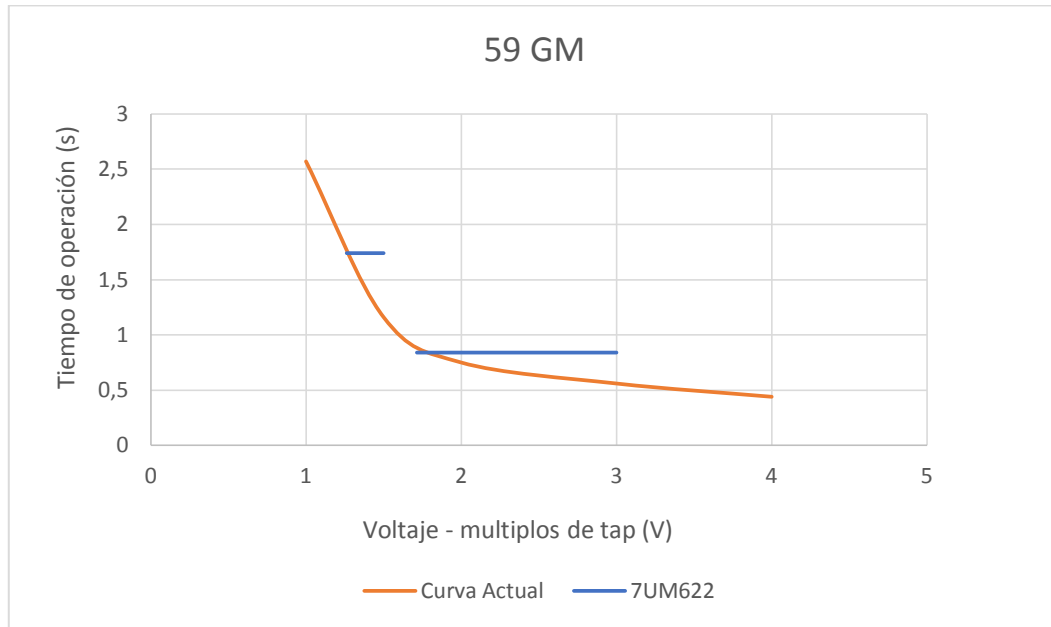
1. Conectamos tres salidas analógicas del equipo MPRT con tensión de tal manera de seguir la secuencia trifásica de los datos de planta (A, B y C). Se sigue la misma conexión indicada en la figura 5.4.

Los resultados obtenidos en las pruebas se indican en la siguiente tabla y en la figura 5.8 y 5.9 se puede apreciar las actuaciones obtenidas en las pruebas y se contrastan con la curva de actuación de los relés electromecánicos instalados actualmente.

Sobretensión 59G				
1 Umbral	$V_{aj}$	$V_{pick\ Up}$	$Tiempo_{Aj}\ (s)$	$Tiempo_{Real}\ (s)$
	132,5	132,53	1,7	1,74
2 Umbral	$V_{aj}$	$V_{pick\ Up}$	$Tiempo_{Aj}\ (s)$	$Tiempo_{Real}\ (s)$
	170	170,05	0,79	0,84

**Tabla 5.3. Resultados de prueba de la función 59 para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.



**Figura 5.8. Actuación de la función 59 de la fase A-B.**

Fuente: Elaboración propia.

Sobretensión 59G				
1 Umbral	$V_{aj}$	$V_{pick Up}$	Tiempo $A_j$ (s)	Tiempo Real (s)
Relé multifunción	140	139,98	2	2,029
Relé de Estado sólido		141,45		2,026
2 Umbral	$V_{aj}$	$V_{pick Up}$	Tiempo	Tiempo Real (s)
Relé multifunción	160	160,04	0	0,05
Relé de Estado sólido		165,55		0,0298

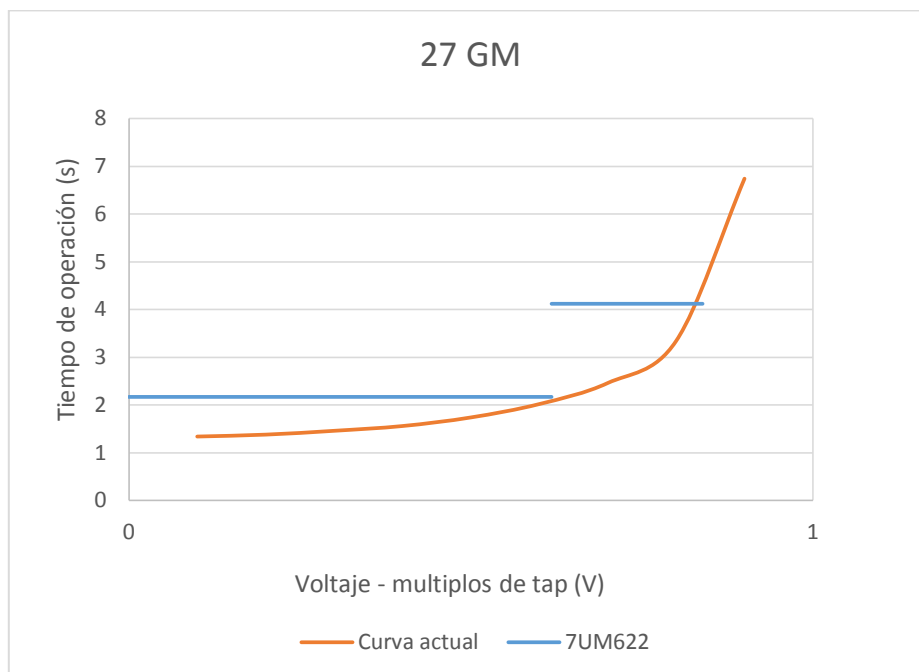
**Tabla 5.4. Resultados de prueba de la función 59 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

Baja tensión 27G				
1 Umbral	$V_{aj}$	$V_{pick Up}$	Tiempo $A_j$ (s)	Tiempo Real (s)
	80,5	80,47	4	4,12
2 Umbral	$V_{aj}$	$V_{pick Up}$	Tiempo $A_j$ (s)	Tiempo Real (s)
	57,5	57,47	2	2,17

**Tabla 5.5. Resultados de prueba de la función 27 para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.



**Figura 5.9. Actuación de la función 27 de la fase A-B.**

Fuente: Elaboración propia.

Baja tensión 27G				
1 Umbral	$V_{aj}$	$V_{pick Up}$	Tiempo $A_j$ (s)	Tiempo $Real$ (s)
Relé multifunción	90	90,1	2	2,04
Relé de Estado sólido		92,0		2,14

**Tabla 5.6. Resultados de prueba de la función 27 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

### 5.3.1.3. Función de protección 46 del relé multifunción 7UM622.

1. Conectamos tres salidas analógicas de corriente del equipo MPRT al lado dos del relé 7UM622, de tal manera de seguir una secuencia trifásica negativa (A, C y B), para esto tenemos que colocar la  $I_A$  con un ángulo de  $0^\circ$ , la  $I_B$  con un ángulo de  $240^\circ$  y la  $I_C$  con un ángulo de  $120^\circ$ . La conexión entre el relé multifunción y el MPRT es la misma que se indica en la figura 5.4.
2. Simulamos los valores de una falla de secuencia negativa; para los cuales tendremos dos valores de actuación, uno de alarma y otro de disparo rápido.

Los resultados de la prueba para la función 46 se muestran en las siguientes tablas.

Secuencia Negativa 46 G				
Ajuste Paso 1	$I_{2\ aj}$	$I_{2\ pick\ Up}$	Tiempo $Aj$ (s)	Tiempo Real (s)
7,7%	0,385	0,39	60	60,06
Ajuste Paso 2	$I_{2\ aj}$	$I_{2\ pick\ Up}$	Tiempo $Aj$ (s)	Tiempo Real (s)
57%	2,85	2,9	25,18	25,21

**Tabla 5.7. Resultados de prueba de la función 46 para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

Secuencia Negativa 46 G					
	Ajuste Paso 1	$I_{2\ aj}$	$I_{2\ pick\ Up}$	Tiempo $Aj$ (s)	Tiempo Real (s)
Relé Multifunción	5%	0,25	0,25	5	5,08
Relé Estado Sólido			0,25		5,08
	Ajuste Paso 2	$I_{2\ aj}$	$I_{2\ pick\ Up}$	Tiempo $Aj$ (s)	Tiempo Real (s)
Relé Multifunción	17%	0,85	0,85	3	3,14
Relé Estado Sólido			0,85		2,99

**Tabla 5.8. Resultados de prueba de la función 46 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 5.3.1.4. Función de protección 21 del relé multifunción 7UM622.

1. Para esta prueba utilizaremos las fuentes de corriente a un valor fijo de 5,79 A y variaremos las tres fuentes de tensión del equipo MPRT, cambiando así la impedancia que mide el relé 7UM622. La conexión entre el relé multifunción y el MPRT es la misma que se indica en la figura 5.4.
2. Se procede a simular las tensiones de falla para la protección de respaldo 21 para determinar los valores de Pick Up y el tiempo de actuación.

Los resultados de la prueba a la función de protección 21 se muestran en la siguiente tabla.

Impedancia 21						
$Z_{Aj}$	$V_{Pick\ Up\ 7UM622}$	$V_{Pick\ Up\ Actual}$	$Z_{Pick\ Up\ 7UM622}$	$Z_{Pick\ Up\ Actual}$	Tiempo Real (s)	Tiempo Real Actual
1,83	$10,06 < 0^\circ$	$9,2 < 0^\circ$	1,83	1,2	0,74	0,58
<b>Tiempo <math>Aj</math> (s)</b>	$10,06 < 90^\circ$	$10 < 90^\circ$	1,83	1,3	0,58	0,58
0,5	$10,06 < 180^\circ$	$9,2 < 180^\circ$	1,83	1,2	0,57	0,58
	$10,06 < 270^\circ$	$10 < 270^\circ$	1,83	1,3	0,64	0,58

**Tabla 5.9. Resultados de prueba de la función 21 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

### 5.3.1.5. Función de protección 40 del relé multifunción 7UM622.

1. Para esta prueba utilizaremos las tres fuentes de corriente a un valor fijo y variamos el ángulo de fase de las tres fuentes de tensión de las salidas analógicas del equipo MPRT, para así simular la pérdida de excitación y el consumo de reactivos que mide el relé 7UM622. La conexión entre el relé multifunción y el MPRT es la misma que se indica en la figura 5.4.
2. Se procede a simular las tensiones de falla para determinar el tiempo de actuación de la protección 40.

Tendremos dos zonas de actuación calibradas con tiempos de actuación fijos de 10 segundos y tendremos una tercera zona de actuación inmediata cuando los reactivos consumidos son excesivos.

Cuando variamos el ángulo de fase entre tensión y de corriente variamos el punto de operación dentro de la curva de capacidad del generador sincrónico.

Los resultados de la prueba de la función de protección 40 se muestran en las siguientes tablas.

Pérdida de Campo 40 G						
Zona de Actuación	Valores de Prueba				Tiempo Actuación	
	Tensión	Corriente	Desfase	$\cos \varphi$	Ajustado (s)	Real (s)
Zona1	66,4	3,8	53,13	0,6	10	10,02
Zona 2	66,4	3,8	66,4	0,4	10	10,01
Zona 2	66,4	3,8	84,26	0,1	10	10,03

**Tabla 5.10. Resultados de prueba de la función 40 para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia

Pérdida de Campo 40 G						
Zona de Actuación	Valores de Prueba				Tiempo Actuación	
	Tensión	Corriente	Desfase	$\cos \varphi$	Ajustado (s)	Real (s)
Zona1	66,4	4,45	60	0,5	10	10,04
Zona 2	66,4	4,45	66,4	0,4	10	10,03

**Tabla 5.11. Resultados de prueba de la función 40 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia

### 5.3.1.6. Función de protección 81 del relé multifunción 7UM622.

1. Conectamos las señales de tensión desde el equipo MPRT a las entradas del relé 7UM622, a las cuales vamos a modificar su frecuencia



para probar la función 81 de la fase A-B. La conexión entre el MPRT y el relé multifunción es la misma que se indica en la figura 5.4.

2. Se procede a simular las tensiones con la frecuencia de falla para determinar el Pick Up y el tiempo de actuación para la protección de 81.

Para probar la función de 81 tal como lo hace el relé electromecánico actualmente instalado solo tendríamos que actuar con fallas de sobrefrecuencia.

Los resultados obtenidos en las pruebas de la función 81 se muestran en la siguiente tabla.

Sobrefrecuencia 81 U/O				
1 Umbral	Frec. $a_j$	Frec. $pick\ Up$	Tiempo $A_j$ (s)	Tiempo $Real$ (s)
Relé Multifunción	60,9	60,9	0,03	0,15
Relé Estado Sólido		60,94		0,033

**Tabla 5.12. Resultados de prueba de la función 81 para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia

#### 5.3.1.7. Función de protección 24 del relé multifunción 7UM622.

1. Conectamos las señales de tensión desde el equipo MPRT a las entradas del relé 7UM622, a las cuales vamos a modificar su magnitud para probar la función 24 de la fase C. La conexión entre el MPRT y el relé multifunción es la misma que se indica en la figura 5.4.
2. Se procede a simular las tensiones con la frecuencia de falla para determinar el Pick Up y el tiempo de actuación de la protección de 24.

Para probar la función de 24 debemos variar la relación V/Hz, con este objetivo mantenemos fija la frecuencia y variamos la magnitud de las tensiones conectadas.

Los resultados obtenidos en las pruebas de la función 24 se muestran en la siguiente tabla.

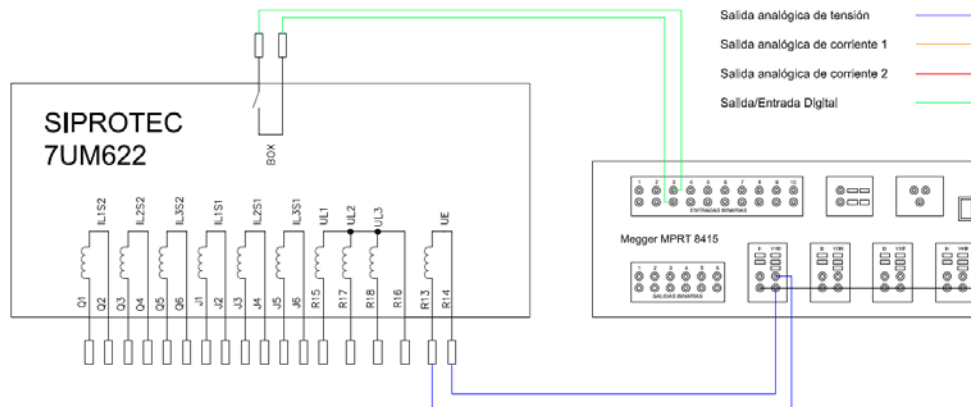
Sobreexcitación 59/81				
	V/Hz $a_j$	V/Hz $pick\ Up$	Tiempo $A_j$ (s)	Tiempo $Real$ (s)
Relé Multifunción	2,1	2,11	2	2,07
Relé Estado Sólido		2,12		2,5

**Tabla 5.13. Resultados de prueba de la función 24 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

#### 5.3.1.8. Función de protección 59/67 del relé multifunción 7UM622.

1. Conectamos una salida de tensión del equipo MPRT a la entrada de tensión monofásica del relé 7UM622, siguiendo la conexión mostrada figura 5.10.



**Figura 5.10. Conexión de pruebas para las funciones de protección 59/67 y 27/59.**

Fuente: Elaboración Propia.

2. Se procede a aplicar las tensiones de falla a tierra del estator para determinar el Pick Up y el tiempo de actuación de la protección 59/67.

En la fase A-B actualmente tenemos instalado únicamente la función de protección de fallas a tierra del 90% del estator (59/67), mientras que en la fase C tenemos la protección tanto del 90% (59/67) como del 100% del estator (27/59).

Los resultados de las pruebas realizadas se muestran en las siguientes tablas.

Falla a Tierra del Estator 64G				
1 Umbral	$V_{aj}$	$V_{pick\ Up}$	$Tiempo_{Aj} (s)$	$Tiempo_{Real} (s)$
	6,9	6,9	2,5	2,55

**Tabla 5.14. Resultados de prueba de la función 59/67 para la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.

Falla a Tierra del Estator 64G1				
	$V_{aj}$	$V_{pick\ Up}$	$Tiempo_{Aj} (s)$	$Tiempo_{Real} (s)$
Relé Multifunción	5,9	6	0,5	0,56
Relé Estado Sólido		5,84		0,66

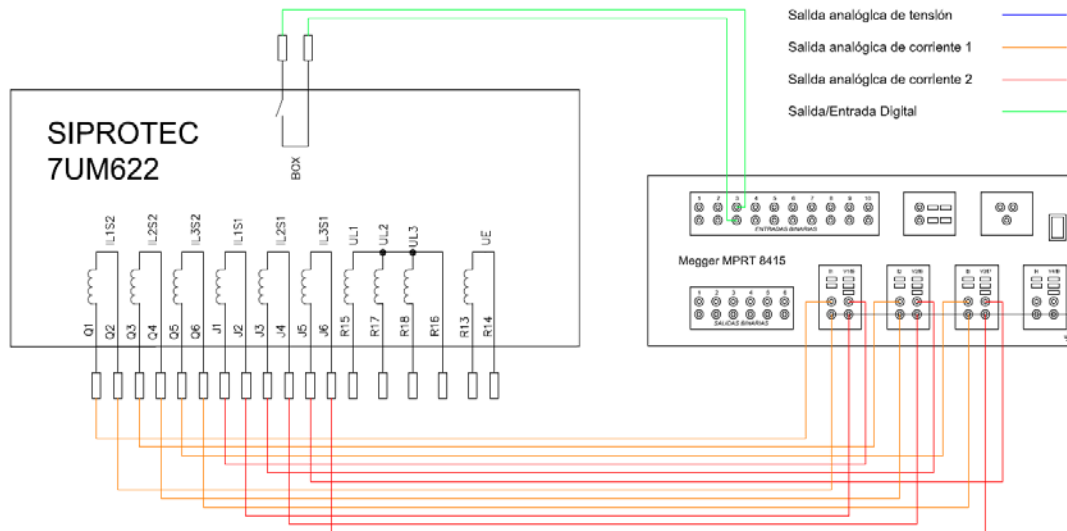
**Tabla 5.15. Resultados de prueba de la función 59/67 para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.



### 5.3.1.9. Función de protección 87G/87T del relé multifunción 7UM622.

1. Conectamos tres salidas de corriente del MPRT a las entradas de corriente del lado 1 del relé y otras tres salidas de corriente a las entradas de lado dos del relé, tal como se indica en la figura 5.11.



**Figura 5.11. Conexiones para la pruebas de la función de protección 87G del relé 7UM622.**

Fuente: Elaboración propia.

2. Se procede a inyectar las distintas corrientes de prueba para lograr que la función de protección actúe y poder así encontrar su valor de Pick Up.

Las pruebas que se le realizará a la protección diferencial de la fase A-B serán solamente para verificar el valor de arranque de la protección y los tiempos de actuación de ésta. Para la fase C definimos la zona de protección diferencial.

A continuación se muestran las tablas con los resultados de las pruebas a la función 87. En la figura 5.12 se muestra el contraste entre la zona de actuación del relé de estado sólido actualmente instalado en fase C con lo obtenido en las pruebas.

	Diferencial del Generador 87G				
	$I/IN_{aj}$	$I_{aj}$	$I_{Pick Up}$	$Tiempo_{Aj} (s)$	$Tiempo_{Real} (s)$
Relé Multifunción	0,1	0,39	0,4	0,12	0,1
Relé Electromecánico			0,36 - 0,44		Sin Dato

**Tabla 5.16. Resultados de prueba de la función 87G para la fase A-B.**

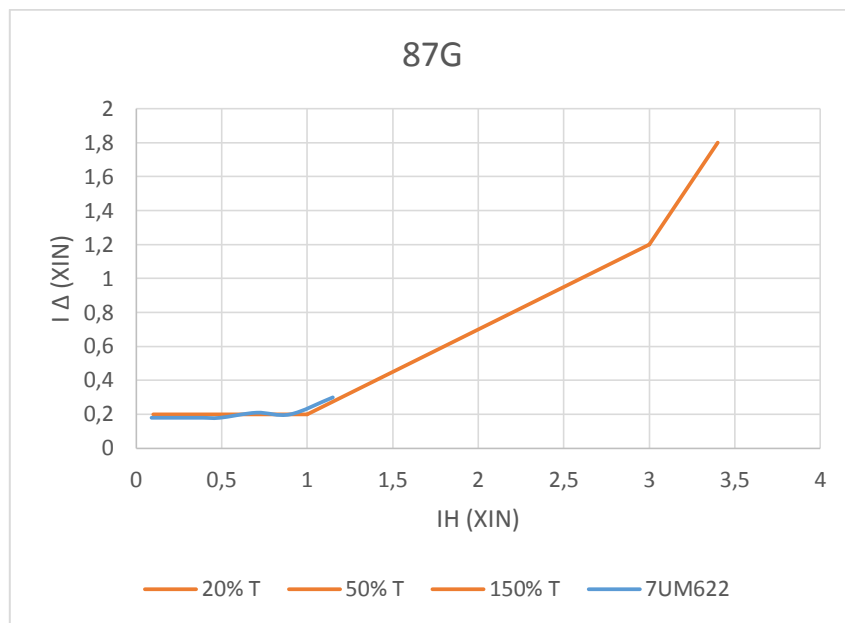
Fuente: Elaboración Propia.

Diferencial del Generador 87G					
$I_1$	$I_2$	$I_{Restricción}$		$I_{Diferencial}$	
A	A	A	$x I_N$	A	$x I_N$

0,9	0	0,45	0,09	0,9	0,18
1,9	1	1,45	0,29	0,9	0,18
2,4	1,5	1,95	0,39	0,9	0,18
2,9	2	2,45	0,49	0,9	0,18
4,04	3	3,52	0,704	1,04	0,21
5	4	4,5	0,9	1	0,2
6,5	5	5,75	1,15	1,5	0,3
Tiempo de Actuación					0,081 s

**Tabla 5.17. Resultados de prueba de la función 87G para la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

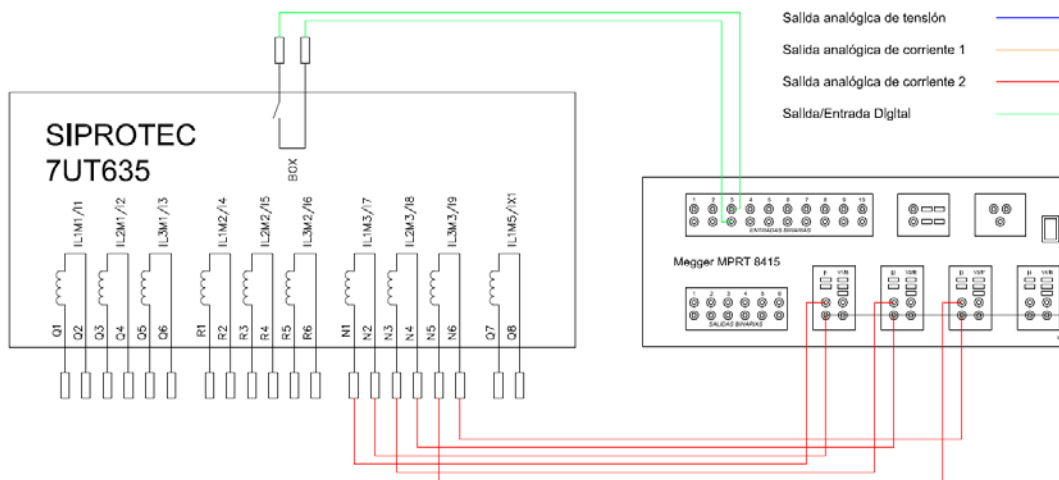


**Figura 5.12. Curva de actuación para la función de protección 87 G de la fase C.**

Fuente: Elaboración propia

#### 5.3.1.10. Función de protección 50/51 del relé multifunción 7UT635.

1. Conectamos a los terminales M3 del relé las señales de corriente que vamos a variar para probar la función de sobrecorriente tal como se indica en la figura 5.13.



**Figura 5.13. Conexiones para la pruebas de la función de protección 50/51 del relé 7UT635.**

Fuente: Elaboración propia.

- Se procede a inyectar las distintas corrientes de prueba para determinar el tiempo que le lleva a la función de protección actuar y poder así graficar su característica de actuación.

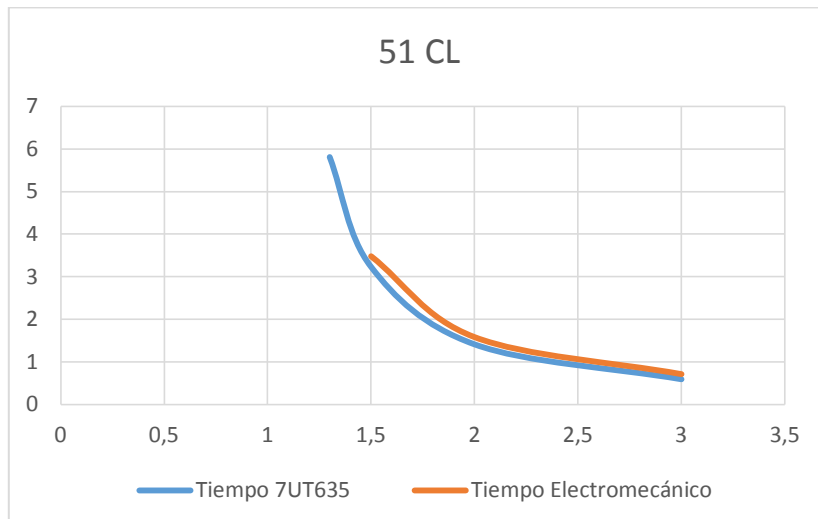
Para probar la función de sobrecorriente 50/51 del relé aplicamos diferentes valores de corriente obteniendo diferentes puntos de actuación de la curva inversa calibrada.

A continuación mostramos las tablas con los resultados obtenidos de la prueba de la función 50/51, también se muestran en la figura 5.14, 5.15 y 5.16 el contraste de las características de actuación actuales con el resultado de las pruebas realizadas para cada remplazo de función de protección.

Sobrecorriente 51 CL					
$I_{Pick Up}$	Dial	Veces TAP	$I_{prueba}$	Tiempo Real TUT	Tiempo Real Actual
3,5	1	1	3,5	No Opera	No Opera
		1,3	4,55	5,81	Sin Dato
		1,5	5,25	3,23	3,48
		2	7	1,41	1,58
		3	10,5	0,59	0,71

**Tabla 5.18. Resultados de prueba de la función 50/51 para reemplazar la función 51 CL de la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.



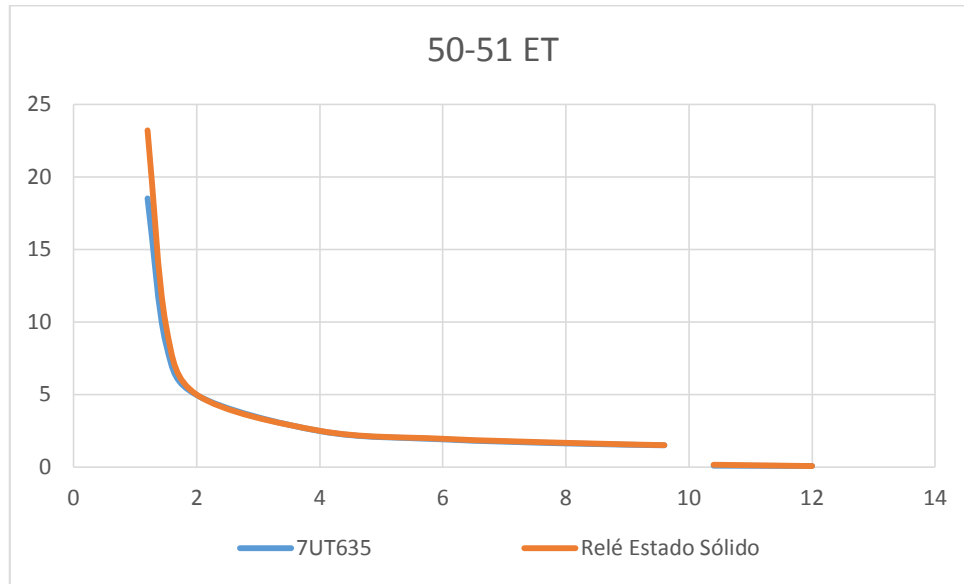
**Figura 5.14. Curva de actuación de la función 50/51 de la fase A-B.**

Fuente: Elaboración propia.

Sobrecorriente 50-51 ET					
$I_{Pick Up}$	Dial	Veces TAP	$I_{prueba}$	Tiempo Real 7UT	Tiempo Real Actual
0,5	0,5	1	0,5	No Opera	No Opera
		1,2	0,6	18,52	23,21
		1,5	0,75	8,48	9,76
		2	1	4,96	4,99
		4	2	2,48	2,5
		6	3	1,91	1,95
		8	4	1,63	1,67
		9,6	4,8	1,5	1,51
		Unidad Instantánea			
		10,4	5,2	0,096	0,16
		12	6	0,073	0,07

**Tabla 5.19. Resultados de prueba de la función 50/51 para reemplazar la función 50-51 ET de la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.



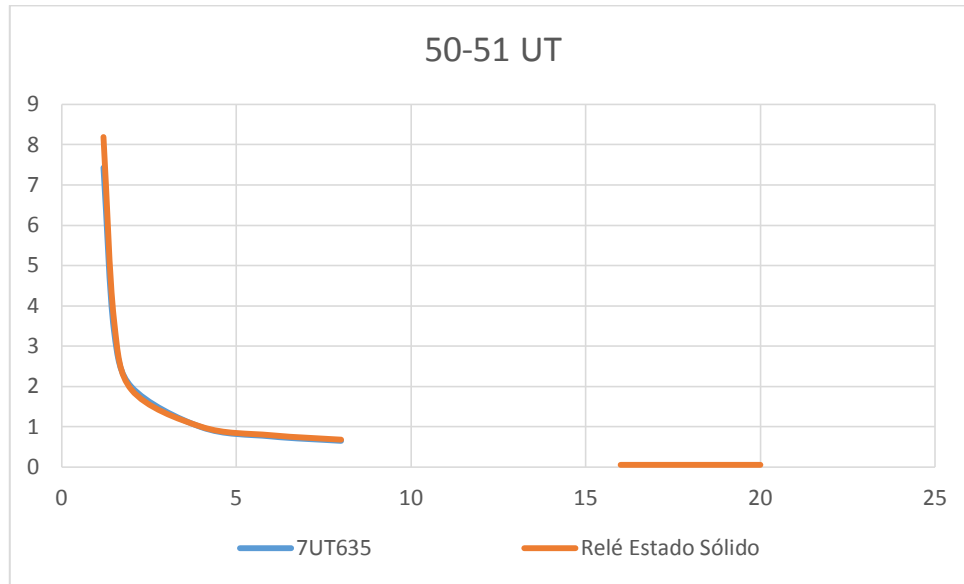
**Figura 5.15. Curva de actuación de la función 50/51 para reemplazar la función 50-51 ET de la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

Sobrecorriente 50-51 UT					
$I_{Pick Up}$	Dial	Veces TAP	$I_{prueba}$	Tiempo Real 7UT	Tiempo Real Actual
1	0,2	1	1	No Opera	No Opera
		1,2	1,2	7,43	8,19
		1,5	1,5	3,39	3,66
		2	2	1,99	1,92
		4	4	0,99	1
		6	6	0,76	0,79
		8	8	0,65	0,68
		Unidad Instantánea			
		16	16	Sin Dato	0,055
		20	20	Sin Dato	0,055

**Tabla 5.20. Resultados de prueba de la función 50/51 para reemplazar la función 50-51 UT de la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

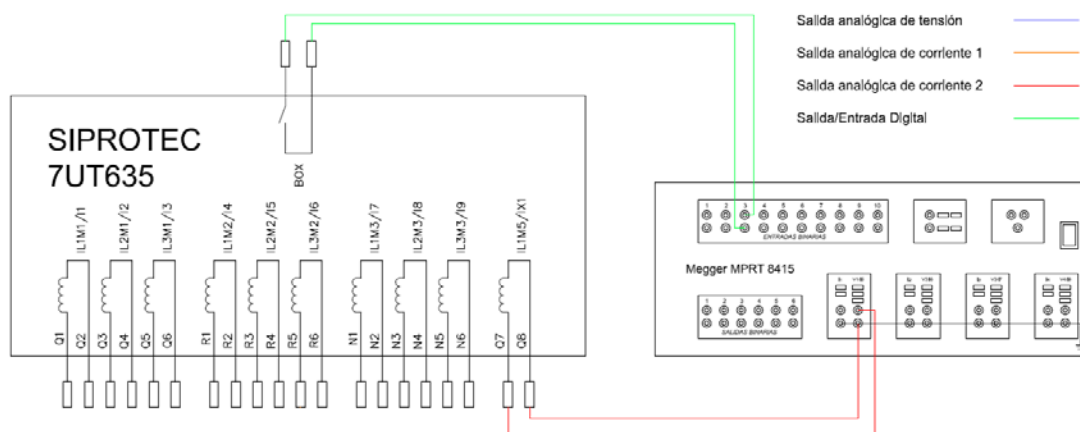


**Figura 5.16. Curva de actuación de la función 50/51 para reemplazar la función 50-51 UT de la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

### 5.3.1.11. Función de protección 50G/51G del relé multifunción 7UT635.

1. Conectamos al terminal IX1 del relé a una señal de corriente monofásica del MPRT, a la cual variaremos su magnitud para probar la función de sobrecorriente tal como se indica en la figura 5.17.



**Figura 5.17. Conexiones para la pruebas de la función de protección 50G/51G del relé 7UT635.**

Fuente: Elaboración propia.

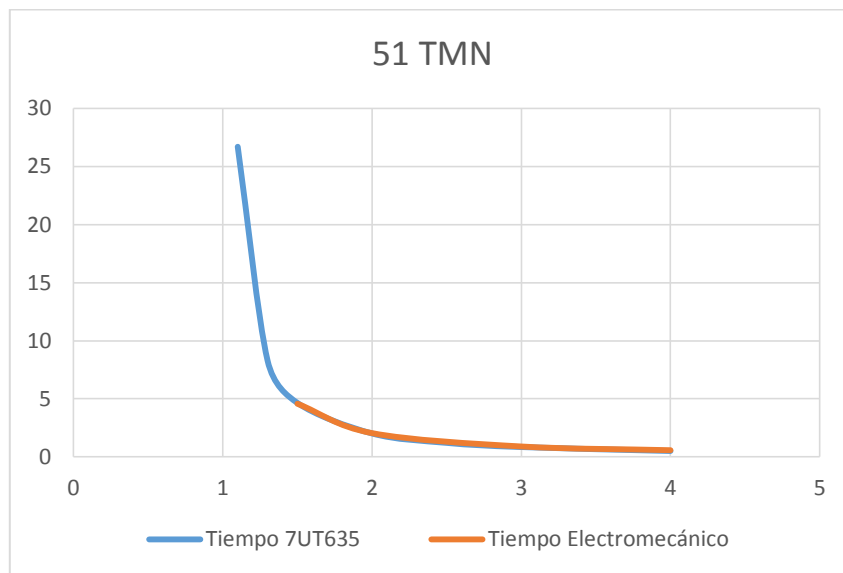
2. Se procede a inyectar las distintas corrientes de prueba para determinar el tiempo que le lleva a la función de protección actuar y poder así graficar su característica de actuación.

A continuación mostramos los resultados obtenidos de las pruebas realizadas con la función 50G/51G, también en el caso de la fase A-B en la figura 5.18 contrastamos la curva de actuación del relé electromecánico con los resultados de la prueba y en el caso de la fase C solo se indican los valores de Pick Up y de tiempo de disparo, debido a que en esta fase solo se tiene la función de sobrecorriente temporizada.

Sobrecorriente 51 TMN					
$I_{Pick Up}$	Dial	Veces TAP	$I_{prueba}$	Tiempo Real TUT	Tiempo Real Actual
1,4	1,44	1	1,4	No Opera	No Opera
		1,1	1,54	26,7	Sin Dato
		1,3	1,82	8,29	Sin Dato
		1,5	2,1	4,65	4,58
		2	2,8	2,02	2,05
		2,5	3,5	1,21	Sin Dato
		3	4,2	0,85	0,9
		4	5,6	0,51	0,58

**Tabla 5.21. Resultados de prueba de la función 50G/51G para reemplazar la función 51 TMN de la fase A-B.**

Fuente: Elaboración Propia.



**Figura 5.18. Curva de actuación de la función 50/51 para reemplazar la función 51TMN de la fase A-B.**

Fuente: Elaboración propia.

Sobrecorriente 51 TN				
1 Umbral	$I_{aj}$	$I_{Pick Up}$	Tiempo $A_j$ (s)	Tiempo Real (s)
Relé Multifunción	0,5	0,5	2	2,03
Relé Estado Sólido		3,7		2,04
2 Umbral	$I_{aj}$	$I_{Pick Up}$	Tiempo $A_j$ (s)	Tiempo Real (s)



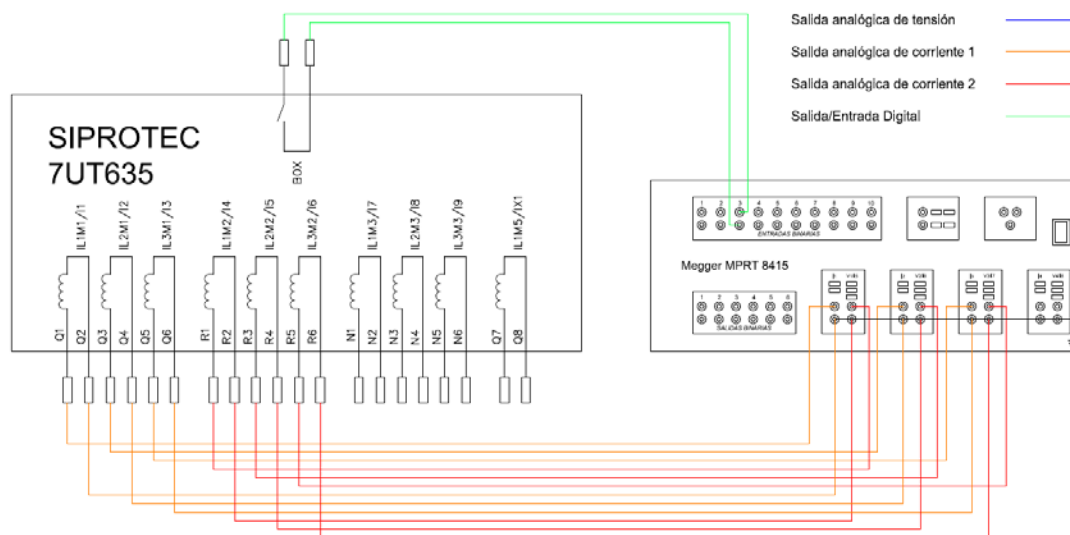
Relé Multifunción	7,5	7,5	0,15	0,17
Relé Estado Sólido		29,3		0,19

**Tabla 5.22. Resultados de prueba de la función 50G/51G reemplazar la función 51 TN de la fase C.**

Fuente: Elaboración Propia.

### 5.3.1.12. Función de protección 87 del relé multifunción 7UT635.

1. Conectamos tres salidas de corriente del MPRT a las entradas de corriente M1 del relé y otras tres salidas de corriente del MPRT a las entradas M2 del relé, tal como se indica en la figura 5.19.



**Figura 5.19. Conexiones para la pruebas de la función de protección 87 del relé 7UT635.**

Fuente: Elaboración propia.

2. Se procede a inyectar las distintas corrientes de prueba para lograr que la función de protección actúe y poder así encontrar su valor de Pick Up.

Las pruebas que se le realizará a la protección diferencial serán solamente para verificar el valor de arranque de la protección y los tiempos de actuación de esta.

A continuación se presentan las tablas con los resultados de las pruebas de la función 87 del relé 7UT635.

Diferencial de Generador-Transformador 87GT					
	$I/N_{aj}$	$I_{aj}$	$I_{Pick Up}$	Tiempo $A_j$ (s)	Tiempo Real (s)
Relé Multifunción	0,31	1,23	1,24	0,12	0,11
Relé Electromecánico			1,25 - 1,75		Sin Dato



**Tabla 5.23. Resultados de prueba de la función 87GT de la fase A-B.**  
Fuente: Elaboración Propia.

Diferencial de Generador-Transformador 87GT					
	$I/I_{N\ aj}$	$I_{aj}$	$I_{Pick\ Up}$	$Tiempo_{Aj}\ (s)$	$Tiempo_{Real}\ (s)$
Relé Multifunción	0,53	1,48	1,48	0,08	0,1
Relé Electromecánico			1,5		Sin Dato

**Tabla 5.24. Resultados de prueba de la función 87GT de la fase C.**  
Fuente: Elaboración Propia.



## CAPÍTULO 6 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. CONCLUSIONES

- Una conclusión relevante de la tesis aquí planteada es la importancia de la confiabilidad del sistema de protecciones dentro del sistema eléctrico de potencia, donde los relés de protección son el cerebro de cualquier operación del sistema de protecciones, ahí la razón del porqué desarrollamos esta tesis, para prever una falla de cualquiera de los relés dentro de la central Molino con un respaldo y de esta manera disminuir el tiempo fuera de servicio de las unidades que lo conforman, aumentando así la ya mencionada confiabilidad.
- El banco móvil con los relés multifunción es una buena solución temporal hasta que CELEC EP. Hidropaute decida la sustitución completa de los relés actualmente instalados por IED's.
- Las protecciones actualmente implementadas en la central Molino no son suficientes para asegurar que los generadores están completamente protegidos ante cualquier falla que se pueda presentar en el sistema, tal como lo recomienda en la norma IEEE Std C37.102-2005, especialmente en la fase A-B, que es la que está más vulnerable, ya que no posee protecciones importantes como la de fallas a tierra del 100% del estator, la cuales en caso presentarse pueden ocasionar daños muy graves a los generadores. Por su parte de la fase C de la central se puede decir que hasta cierto punto está más protegida en este aspecto, debido a que tienes más funciones de protección implementadas; pero al igual que la fase A-B, no tiene todas las funciones de protección para garantizar que los generadores estén protegidos ante cualquier tipo de falla que se puede presentar en el sistema.
- Los relés electromecánicos debido a su tiempo de uso han sufrido ciertas alteraciones en sus curvas de actuación, es decir para cierto TAP y Dial las curvas de actuación actuales no corresponden a las curvas que define el fabricante en sus manuales de instalación y operación, lo cual causa un problema en la central debido a que cada cierto tiempo se tienen que realizar pruebas de actuación y proceder a recalibrar los relés para que estos actúen con la característica ideal para la correcta protección de los generadores.



- La implementación del módulo móvil también ayudaría a llevar la tecnología de los relés IED's a la central Molino, para que el personal tanto de operación y mantenimiento que lleva años bajo esta tecnología antigua electromecánica y estado sólido vaya obteniendo experiencia con la nueva generación de relés.
- Los relés SIEMENS tanto el 7UM622 como el 7UT635 poseen una gran variedad de funciones de protección, es más dentro de cada función de protección podemos obtener una variedad de características que nos lleva a una protección total de la unidad de generación.
- En el complejo mundo de las protecciones SIEMENS ha desarrollado un software amigable con el usuario para configurar la serie de relés SIPROTEC, este software es el "*DIGSI 4*", el cual presta todas las facilidades para una configuración completa de los relés. DIGSI 4 nos presenta un desarrollo gráfico y bien estructurado de tal manera que al momento de gestionar, configurar y parametrizar proyectos tengamos un aliado valioso.
- Al momento de determinar que relés de protección se iban a instalar en el banco móvil se analizó la posibilidad de utilizar solamente el relé 7UM622 ya que este relé tiene todas las funciones de protección actualmente implementadas en la central, pero nos encontramos con un problema, debido a que este relé no posee entradas de corriente monofásicas, sino solamente trifásicas y por lo tanto era imposible realizar con este relé la protección de sobrecorriente a tierra del transformador elevador, por lo cual se tomó la decisión de instalar en el banco móvil también el relé de protección 7UT635, ya que este si tiene entradas monofásicas con la capacidad de habilitar en estas la función de protección de sobrecorriente.
- Al realizar la denuncia de la tesis se planteó la opción de remplazar un relé a la vez pero con el desarrollo de la misma y al realizar un estudio detallado del estado actual de la central Molino esta idea perdió fuerza llevándonos a replantearnos la forma de remplazar los relés de la unidad en el cual se dé la falla. Entonces dado la capacidad de los relés multifunción se llegó a la conclusión que la manera más segura y factible de remplazar los relés de protección de la unidad es todos a la vez.



- Para calibrar las funciones de protección tomamos como punto de partida las calibraciones actuales tanto de los relés electromecánicos en fase A-B como los de estado sólido de fase C, tratando de que el funcionamiento del sistema de protecciones se mantenga de la misma manera con los relés multifunción, pero dados los cambios en el principio funcionamiento, criterios de actuación, características y que se complementaron cálculos para parametrizar varias funciones de protección se puede llegar a tener una variación.
- Cuando los datos proporcionados por las calibraciones actuales no fueron suficientes para parametrizar una función de protección utilizamos como referencia la norma de la IEEE Std C37.102-2005 y las recomendaciones de los manuales SIEMENS de los relés 7UM622 y 7UT635.
- Una evolución interesante que se puede notar en esta tesis es la forma en que se realiza iguales funciones de protección con diferentes tecnologías, un ejemplo claro es la función de protección 40, la cual utiliza diferentes criterios de calibración en un relé electromecánico, de estado sólido y en los relés IED's.
- Presentamos un diseño compacto que cubra todas las necesidades de seguridad, movilidad y simplicidad, para esto el diseño del banco móvil se divide en dos partes; una parte eléctrica la cual tiene como prioridad salvaguardar la seguridad tanto de la persona que realiza el procedimiento de desconexión y conexión como de los equipos utilizados; la parte mecánica busca la comodidad sin dejar a lado la seguridad de quien transporte el banco el móvil, este está encaminado también en proteger a los relés multifunción dentro del ambiente de una central hidroeléctrica.
- Los procedimientos de desconexión de los relés actuales de la central y el conexión del banco móvil con relés multifunción se presenta de una manera amigable, dado que enumeramos todos los pasos a seguir para estos y además presentamos planos basándonos en los que actualmente existen en la central Molino de tal manera que el personal de mantenimiento y operación se sienta familiarizado con los mismos.
- Se realizó pruebas de inyección de señales, las cuales corroboraron las calibraciones y ajustes de actuación realizados a los relés SIEMENS 7UM622 y 7UT635.



- Comparando los resultados de las pruebas a los relés multifunción con las calibraciones realizadas en esta tesis y las pruebas realizadas en los relés instalados actualmente en la central, encontramos que con los relés multifunción obtenemos una respuesta más cercana a los valores teóricos deseados. Esto se esperaba desde el comienzo de la tesis dado el cambio de la tecnología.
- La implementación del módulo móvil con relés multifunción llevaría un tiempo estimado de ochenta y nueve días, donde el proceso de compras públicas comprometería la mayoría de este tiempo.
- La construcción del módulo móvil con relés multifunción es económicamente viable para la empresa, ya que el costo de inversión es pequeño comparado con los ingresos percibe la central al evitar un tiempo fuera de servicio no programado prolongado.

## 6.2. RECOMENDACIONES

- Los fuertes cambios que se avecinan a la matriz energética obligan a todas las centrales de generación del país a tener cambios, tanto en tecnología como en operación, esto va afectara de la misma manera a la central Molino y dado su importancia dentro de la operación y control del sistema eléctrico ecuatoriano debería ir a la par con esta evolución. Dicha evolución debe ser una prioridad dentro de la Unidad de Negocio Hidro-Paute y enfocándonos en nuestro tema actual la modernización del sistema de protecciones debería ser inmediato.
- Debido a que en la actualidad todos los sistemas de protección de centrales eléctricas tienden a migrar a la tecnología de relés microprocesados (IED's), se recomienda que en la central se den charlas sobre este tema, para que cuando se realice la modernización del sistema de protecciones de la central o se implemente el uso del banco móvil el personal de operación y mantenimiento de la central tengan los conocimientos suficiente para poder operar a los relés con toda seguridad y confianza.
- Para lograr que los generadores estén completamente protegidos ante cualquier falla que se puede dar en el sistema, recomendamos que se



implementen en la central todas las funciones de protección que se indican en la norma IEEE Std C37.102-2005 y están enumeradas en la tabla 2.24 el capítulo dos.

- Para mejorar la confiabilidad del sistema de protecciones de la central también recomendamos que las funciones de protección sean redundantes, es decir que cada función de protección tenga su función de respaldo implementada en un relé secundario.
- Debido a la falta y deterioro de algunas marquillas tanto en fase A-B como en fase C, recomendamos que personal de mantenimiento revise estas.
- No obstante de haber desarrollado los procedimientos de conexión y desconexión con la información disponible en la central y al ser esta tesis de carácter académico, es de responsabilidad de los técnicos de Hidropaute verificar la aplicación y validez de dicho procedimiento.
- Con el fin de facilitar y agilizar las pruebas que se tiene que realizar a los relés 7UM622 y 7UT635 recomendamos que la empresa adquiriera un equipo de pruebas de relés adicional, ya que con el equipo que se tiene actualmente es difícil y complejo realizar algunas pruebas debido a la falta de salidas analógicas de éste.
- La implantación del banco móvil debería realizarse al culminarse esta tesis previniendo el tiempo estimado que toma éste.





# ANEXOS